

**ANALISIS PENJADWALAN OPERASI UNIT-UNIT PEMBANGKIT  
LISTRIK DI WILAYAH RIAU DENGAN MENGGUNAKAN METODE  
*MODIFIED UNIT DECOMMITMENT***

**TUGAS AKHIR**

Diajukan Sebagai Salah Satu Syarat  
untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik pada  
Jurusan Teknik Elektro



Oleh :

**ADE RAHMAN**

**10855002809**

**JURUSAN TEKNIK ELEKTRO  
FAKULTAS SAINS DAN TEKNOLOGI  
UNIVERSITAS ISLAM NEGERI SULTAN SYARIF KASIM RIAU  
PEKANBARU  
2013  
LEMBAR PERSETUJUAN**

# **ANALISIS PENJADWALAN OPERASI UNIT-UNIT PEMBANGKIT LISTRIK DI WILAYAH RIAU DENGAN MENGGUNAKAN METODE *MODIFIED UNIT DECOMMITMENT***

**ADE RAHMAN**  
**NIM : 10855002809**

Tanggal Sidang : 08 Juli 2013  
Tanggal Wisuda :

Jurusan Teknik Elektro  
Fakultas Sains dan Teknologi  
Universitas Islam Negeri Sultan Syarif Kasim Riau  
Jl. Soebrantas No. 155 Pekanbaru

## **ABSTRAK**

Listrik merupakan salah satu kebutuhan masyarakat yang sangat penting dan telah menjadi kebutuhan yang mendasar untuk berbagai aktifitas. Untuk memenuhi kebutuhan masyarakat, tentu dalam pengoperasian tenaga listrik akan ditemukan berbagai masalah yang dapat menimbulkan penyaluran daya listrik ke pelanggan tidak optimal. Untuk mengatasi masalah tersebut perusahaan penyedia daya listrik harus membuat rencana operasi sistem tenaga listrik, yaitu rencana jangka pendek, rencana jangka menengah dan rencana jangka panjang agar penyaluran listrik ke pelanggan menjadi optimal. Perencanaan sistem yang optimal diperlukan penjadwalan operasi dengan biaya yang ekonomis. Penelitian ini merupakan rencana operasi sistem tenaga listrik jangka pendek dengan menggunakan metode *Modified Unit Decommitment (MUD)*, bertujuan untuk menentukan penjadwalan unit-unit pembangkit yang bekerja (*ON*) dan tidak bekerja (*OFF*) pada suatu periode, sehingga dapat memenuhi kebutuhan beban sistem dengan biaya yang ekonomis. Metode *MUD* menghitung *relatif saving cost* untuk mendapatkan penjadwalan operasi unit-unit pembangkit dalam memenuhi kebutuhan daya listrik. Perhitungan dilakukan pada saat beban puncak jam 19.00 sampai dengan jam 22.00, didapat nilai *relatif saving cost* berturut turut -55,85 MW, -56,05 MW, -54,75 MW, -54,65 MW, hal ini mengakibatkan semua pembangkit dalam kondisi *ON* untuk memenuhi semua permintaan daya listrik, berdasarkan biaya operasi yang telah di hitung dengan total biaya operasi perhari sebesar Rp.12.266.246.953,6462. Nilai *relatif saving cost* juga digunakan menentukan unit pembangkit yang akan di *shutdown* saat kelebihan cadang berputar pada keadaan beban rendah atau normal.

**Kata Kunci :** *Modified Unit Decommitment*, Penjadwalan Operasi Unit-Unit Pembangkit, PT.PLN Riau

# **ANALYSIS OF ELECTRICAL GENERATING UNIT OF OPERATIONAL SCHEDULING THROUGH OUT MODIFIED DECOMMITMENT UNIT METHOD CASE IN: RIAU DISTRICT**

**ADE RAHMAN**  
**NIM : 10855002809**

*Date of Final Exam : 08 july 2013*

*Date of Graduation Cremony :*

*Electrical Engineering Departement  
Faculty of sains and techonology  
State Islamic University Sultan Syarif Kasim Riau  
Soebrantas Street No. 155 Pekanbaru*

## ***ABSTRACT***

Electricity is one of the most important needs of the community and has Become a fundamental requirement for various activities. To meet the needs of the community, of the operation of electric power will be found a variety of problems that can lead to the distribution of electric power to customers is not optimal. To solve the problem of electrical power provider companies have to plan the power system operation, roomates is a plan short-term, medium-term plan and a long-term plan in order to distribute electricity to customers to be optimal. Required scheduling optimal planning system operation at an economical cost. This study is an operating plan short-term electric power systems using the method Decommitment Modified Unit (MUD), aiming to Determine the scheduling of generating units that work (ON) and not working (OFF) at some period, so as to meet the needs of the system load economical cost. MUD method calculate the relative cost saving to get surgery scheduling generating units to meet the electric power needs. The calculation is performed at the time of peak at 19.00 until 22.00 hours, the relative value of cost savings obtained consecutively MW -55.85, -56.05 MW, MW -54.75, -54.65 MW, this resulted in all units oN condition to meet all the demand for electric power, based on operating costs have been calculated at a total cost of operation per day Rp.12.266.246.953, 6462. Relative value of saving cost generating units are also used to determine unit will be in shutdown excess spare time spinning at low or normal load conditions.

***Key Words : Unit Decommitment. Generating unit of Operational scheduling, Modified Relatif Saving Cost***

## KATA PENGANTAR

Puji syukur kehadiran Allah SWT yang telah melimpahkan rahmat dan karunianya kepada penulis, sehingga penulis dapat menyelesaikan Laporan Tugas Akhir ini dengan judul “ **Analisis Penjadwalan Operasi Unit-Unit Pembangkit Listrik Di Wilayah Riau Dengan Menggunakan Metode *Modified Unit Decommitment* ”**.

Selawat beriringkan salam kita sampaikan kepada Nabi besar Muhammad SAW karena beliau telah membawa umatnya dari alam kebodohan ke alam yang berilmu pengetahuan seperti pada saat sekarang ini.

Selanjutnya penulis mengucapkan terima kasih kepada semua pihak yang telah membantu penulis dalam menyelesaikan Laporan Tugas Akhir ini, baik berupa Moral, Materi serta pikiran, ucapan terima kasih tersebut penulis sampaikan kepada :

1. Ibu Dra. Hj. Yenita Morena, M.Si, selaku Dekan Fakultas Sains Dan teknologi UIN Suska Riau.
2. Bapak Kunaifi ST., PgDipEnSt., M.Sc, selaku Ketua Jurusan Teknik Elektro Fakultas Sains Dan teknologi UIN Suska Riau.
3. Bapak Sutoyo ST., MT. selaku koordinator Tugas Akhir Jurusan Teknik Elektro.
4. Ibu Zulfatri Aini ST., MT. selaku Dosen Pembimbing Tugas Akhir.
5. Bapak Aulia Ullah, ST, M.Eng. selaku Dosen Penguji 1 Tugas akhir.
6. Bapak Jufrizel ST., MT. selaku Dosen Penguji 2 Tugas akhir.
7. Bapak/Ibu Dosen Jurusan Teknik Elektro.
8. Ayah dan Ibunda tercinta yang telah memberikan doa serta semangat kepada penulis.
9. Kakanda Asde Rahmawati ST., M.Si dan Firmansyah S.T serta adik adik yang teramat disayangi Ade Rasyid Akbar As dan Asde Rahmamulyati yang telah memberikan motivasi kepada penulis.
10. Teman-teman seperjuangan dan Semua pihak yang telah membantu penulis dalam melaksanakan dan menyelesaikan laporan Tugas Akhir ini.

Penulis menyadari bahwa dalam penyusunan Laporan Tugas Akhir ini masih terdapat kekurangan, oleh karena itu penulis mengharapkan kritik dan saran sifatnya membangun demi kesempurnaan laporan ini.

Pekanbaru, 08 Juli 2013

## DAFTAR ISI

	Halaman
LEMBAR PERSETUJUAN .....	ii
LEMBAR PENGESAHAN .....	iii
LEMBAR HAK ATAS KEKAYAAN INTELEKTUAL .....	iv
LEMBAR PERNYATAAN .....	v
LEMBAR PERSEMBAHAN.....	vi
ABSTRAK.....	vii
ABSTRACK.....	viii
KATA PENGANTAR.....	ix
DAFTAR ISI .....	x
DAFTAR GAMBAR .....	xii
DAFTAR TABEL .....	xiii
DAFTAR RUMUS .....	xiv
DAFTAR LAMBANG .....	xv
DAFTAR SINGKATAN .....	xiv

## BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang .....	I-1
1.2 Rumusan Masalah .....	I-2
1.3 Batasan Masalah.....	I-2
1.4 Tujuan Penelitian.....	I-3
1.5. Manfaat Penelitian .....	I-3

## BAB II TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Studi Literature.....	II-1
2.2 Sistem Tenaga Listrik.....	II-2
2.3 Karakteristik <i>Input-Output</i> Pembangkit.....	II-10
2.4 Efisiensi Unit Pembangkit.....	II-12
2.5 Biaya Transisi ( <i>Star-up</i> ).....	II-12
2.6 Metode Penyelesaian <i>Unit Commitment</i> .....	II-14
2.7 Metode <i>Unit Decommitment</i> .....	II-17
2.8 Metode <i>Modified Unit Decommitment</i> .....	II-20
2.9 Algoritma <i>Modified Unit Decommitment</i> .....	II-20

### **BAB III METODE PENELITIAN**

3.1 Jenis Penelitian.....	III-1
3.2 Tahapan Penelitian.....	III-1
3.3 Pengumpulan Data.....	III-2
3.4 Analisa Data.....	III-3

### **BAB IV ANALISIS PENJADWALAN OPERASI UNIT-UNIT PEMBANGKIT LISTRIK DI WILAYAH RIAU**

4.1 Menghitung Konstanta $\alpha$ , $\beta$ dan $\gamma$ .....	IV-1
4.2 Menentukan Nilai <i>Relatif Saving Cost</i> Pada Masing-Masing Unit Pembangkit Listrik.....	IV-22
4.3 Analisis Penjadwalan Operasi Unit-Unit Pembangkit Listrik Dengan Pendekatan <i>Modified Unit Decommitment</i> .....	IV-23

### **BAB V KESIMPULAN DAN SARAN**

5.1 Kesimpulan.....	V-1
5.2 Saran.....	V-1

### **DAFTAR PUSTAKA**

### **LAMPIRAN**

### **DAFTAR RIWAYAT HIDUP**

# **BAB I**

## **PENDAHULUAN**

### **1.1 Latar Belakang**

Listrik merupakan salah satu kebutuhan kehidupan masyarakat yang sangat penting dan Listrik telah menjadi kebutuhan yang mendasar untuk berbagai aktifitas. Untuk memenuhi kebutuhan listrik, tentu dalam pengoperasian tenaga listrik akan ditemukan berbagai hambatan yang dapat menimbulkan penyaluran daya listrik ke pelanggan terhambat. Untuk mengatasi hambatan tersebut perusahaan penyedia daya listrik membuat rencana operasi sistem tenaga listrik, yaitu rencana jangka pendek, rencana jangka menengah dan rencana jangka panjang agar penyaluran listrik ke pelanggan menjadi optimal.

Rencana operasi sistem tenaga listrik jangka pendek merupakan rencana operasi untuk satu minggu atau satu bulan kedepan, pada rencana operasi ini membahas tentang masalah optimisasi dan penjadwalan produksi daya listrik. Sedangkan untuk rencana operasi jangka menengah memandang persoalan sistem sedikitnya untuk satu tahun yang akan datang dan untuk rencana operasi jangka panjang untuk pengembangan yang lebih besar dimasa yang akan datang.

Salah satu rencana operasi sistem tenaga listrik jangka pendek yaitu penjadwalan operasi unit pembangkit yang merupakan penentuan kombinasi unit-unit pembangkit (*Unit Commitment*) yang bekerja dan tidak perlu bekerja untuk memenuhi kebutuhan beban sistem pada suatu periode tertentu agar didapat biaya bahan bakar yang seminimal mungkin.

Penelitian sebelumnya menjelaskan tentang penjadwalan unit pembangkit *thermal* pada sistem kelistrikan Riau, untuk mendapatkan kombinasi unit pembangkit yang optimal. Dimana analisis penjadwalan menggunakan metode *Unit Decommitment* yang menganalisis biaya total operasi dari seluruh pembangkit *thermal* dengan mengidentifikasi dari penjadwalan yang dibuat. Penelitian tersebut menunjukkan hasil yang

lebih efisien menggunakan metode *Unit Decommitment*. (Ary Saputra, 2012). Pembangkit tenaga listrik yang terdapat di wilayah Riau menjadi tempat penulis untuk melakukan penelitian, mengingat tingginya biaya bahan bakar pada sistem operasi pembangkit tenaga listrik di wilayah Riau dalam memenuhi kebutuhan beban untuk pelanggan dibawah kendali PT. PLN Persero Pembangkitan Sumbagut Sektor Pembangkitan Pekanbaru.

Berdasarkan hal tersebut, penulis tertarik untuk mengembangkan penelitian tentang penjadwalan pembangkit yang menganalisis efisiensi ekonominya yang dikhususkan pada pembangkit tenaga listrik di wilayah Riau dengan menggunakan metode *Modified Unit Decommitment* untuk mengurangi biaya bahan bakar yang telah dihasilkan oleh penelitian sebelumnya. Adapun parameter yang akan dibahas adalah penjadwalan dari kombinasi pembangkit dan analisis biaya operasi dari seluruh pembangkit tenaga listrik.

## **1.2 Rumusan Masalah**

Permasalahan yang ingin diatasi melalui tugas akhir ini adalah bagaimana mengetahui penjadwalan dan analisis biaya operasi pembangkit tenaga listrik di wilayah Riau untuk mencapai hasil operasi yang optimum dengan biaya bahan bakar yang minimum.

## **1.3 Batasan Masalah**

Dalam tugas akhir ini pembahasan dibatasi pada hal-hal sebagai berikut :

1. Menggunakan data penelitian yang didapat dengan metode *Modified Unit Decommitment* dari sistem pembangkit tenaga listrik di wilayah Riau.
2. Menitikberatkan pada segi efisiensi ekonomi terutama biaya bahan bakar dan tidak membahas segi operasional dan biaya investasi.
3. Dikhususkan untuk efisiensi penjadwalan pembangkit listrik tenaga *thermal*.



#### **1.4 Tujuan Penelitian**

Adapun tujuan dari tugas akhir ini adalah diharapkan dapat diperoleh penjadwalan yang paling efisien dalam menentukan penjadwalan operasi pembangkit listrik di wilayah Riau.

#### **1.5 Manfaat Penelitian**

Diharapkan bermanfaat dalam perkembangan ilmu pengetahuan khususnya di bidang kelistrikan.

## **BAB II**

### **TINJAUAN PUSTAKA**

#### **2.1 Studi Literatur**

Dalam penelitian tugas akhir ini akan dilakukan studi literature yang merupakan pencarian referensi teori yang relevan dengan kasus atau permasalahan yang akan diselesaikan. Referensi sebelumnya oleh Marsudi (2005), menjelaskan bahwa dalam operasi sistem interkoneksi terdapat masalah utama yaitu alokasi pembebanan unit-unit pembangkit karena menyangkut biaya bahan bakar yang tidak kecil. Untuk itu perlu dibuat penjadwalan pembangkit guna mencapai hasil operasi yang optimum dengan biaya bahan bakar minimum.

Chaoan Li (1990) menemukan metode *unit commitment* baru berdasarkan pada prosedur *decommitmen*. Komitmen sistem diawali dengan mengasumsikan bahwa semua unit dalam keadaan beroperasi pada periode studi. Oleh sebab itu, sistem memiliki cadangan perputaran yang berlebih sehingga hasil operasi sistem tidak ekonomis. Untuk mencapai operasi ekonomis, beberapa unit harus dipertimbangkan untuk *decommit* pada periode tertentu selama penjadwalan.

Joon-Hyung Park, dkk (1999) menjelaskan tentang analisis Modified Dynamic Programming Based Unit Commitment Technique dengan memodifikasi program pada Unit Commitment untuk mendapatkan biaya produksi yang optimal dan penjadwalan yang lebih efisien.

Ary Saputra (2012) menjelaskan tentang Analisis Penjadwalan Operasi Unit-Unit Pembangkit Listrik Di Wilayah Riau Dengan Hasil analisis dapat memberikan penjadwalan yang efisien dan efektif dalam menentukan penjadwalan operasi pembangkit listrik di wilayah Riau dan dapat memberikan penurunan biaya total operasi sebesar 32,8 % atau Rp. 1.112.722.573,3297 jika dibandingkan dengan total biaya operasi dari penjadwalan pada PT. PLN (Persero) Sektor Pembangkitan Pekanbaru. Analisis penjadwalan ini menggunakan Metode *Unit Decommitment*.

Penelitian sebelumnya Andriawan (2009) menjelaskan tentang penjadwalan unit pembangkit *thermal* pada sistem kelistrikan Jawa-Bali, untuk

mendapatkan kombinasi unit pembangkit yang optimal yang didasarkan pada pembatasan didalam pengambilan keputusan untuk menentukan pilihan kombinasi ON-OFF unit pembangkit yang akan dijadwalkan. Analisis penjadwalan ini menggunakan metode *Unit Commitment*, *Unit Decommitment* dan *Modified Unit Decommitment* (MUD) yang menganalisa biaya total operasi dari seluruh pembangkit *thermal* dengan mengidentifikasi dari penjadwalan yang dibuat. Penelitian tersebut menunjukkan hasil yang lebih efisien menggunakan metode *Modified Unit Decommitment* (MUD).

Berdasarkan referensi yang telah didapat, penulis perlu untuk mengembangkan penelitian tentang analisis penjadwalan operasi unit-unit pembangkit listrik di wilayah Riau karena tidak adanya penelitian sebelumnya yang lebih mendalam tentang metode *Modified Unit Decommitment* (MUD), maka penelitian ini akan membahas penjadwalan dari kombinasi unit pembangkit dan analisa biaya operasi dari seluruh pembangkit tenaga listrik.

## **2.2 Sistem Tenaga Listrik**

Sistem tenaga listrik adalah sekumpulan pusat listrik dan gardu induk yang satu sama lain dihubungkan oleh jaringan transmisi sehingga merupakan suatu kesatuan interkoneksi. Untuk keperluan penyediaan tenaga listrik diperlukan berbagai peralatan listrik yang dihubungkan satu sama lain sehingga secara keseluruhan membentuk suatu sistem tenaga listrik yang baik. Ada dua faktor yang menentukan baik tidaknya sebuah sistem operasi tenaga listrik yaitu :

1. Dari segi teknis, sistem tersebut bisa menjaga kontinuitas dalam memenuhi kebutuhan beban dan menanggulangi gangguan sistem operasi tenaga listrik.
2. Dari segi ekonomis, sistem tersebut harus mampu menekan harga dari tenaga listrik agar konsumen tidak merasa berat dalam membayar biaya pemakaian listrik.

Dari dua faktor ini didapat sebuah masalah biaya operasi yang digunakan, biaya operasi dari sistem tenaga listrik pada umumnya merupakan biaya yang terbesar dari biaya operasi suatu sistem tenaga listrik. Secara garis besar biaya

operasi dari suatu sistem tenaga listrik terdiri dari Biaya pembelian tenaga listrik, biaya pegawai, biaya bahan bakar dan Material Operasi

Berikut data biaya operasi dari suatu sistem tenaga listrik yang didapat pada table 2.1

Tabel 2.1 Biaya Operasi Unit Pembangkit Listrik

<b>Unit Pembangkit</b>	<b>Biaya Operasi/Jam</b>
PLTA Kota Panjang Unit 1	Rp.190.000
PLTA Kota Panjang Unit 2	Rp.190.000
PLTA Kota Panjang Unit 3	Rp.190.000
PLTG Teluk Lembu Unit 1	Rp.889.854,39
PLTG Teluk Lembu Unit 2	Rp.656.735,36
PLTG Teluk Lembu Unit 3	Rp.61.626.101,68
PLTD Teluk Lembu	Rp.134.010,75
PLTG Balai Pungut Duri Unit 2	Rp.703.431,01
PLTG RIAU POWER	Rp.118.308.287,52
PLTG PT.PJB-PLTG Unit 1 Balai Pungut Duri	Rp.93.008.550,38
PLTMG 12 MW GI Teluk Lembu	Rp.38.297.342,60
PLTD PT. SEWATAMA	Rp.3.433.825,09
PT. BGP 1 GI Teluk Lembu	Rp.42.031.992,85
PT.BGP 2 GI DUMAI	Rp.2.786.912,73
PLTD PT.PPP DI GI DUMAI	Rp.1.003.652,46
Jumlah	Rp.372.450.696,82

Sumber : PT. PLN Persero Pembangkitan Sumbagut Sektor Pembangkitan Pekanbaru 2012)

Dari tabel 2.1 diketahui total biaya operasi per jam dari seluruh pembangkit adalah sebesar Rp.372.450.696,82 total biaya operasi tersebut merupakan kondisi unit-unit pembangkit dioperasikan tanpa penjadwalan, dimana semua unit pembangkit beroperasi tiap jamnya.

Berdasarkan data yang didapat operasi sistem tenaga listrik perlu dikelola dengan manajemen operasi yang baik karena melibatkan biaya operasi yang besar. Manajemen operasi sistem tenaga listrik harus memikirkan cara penyediaan tenaga listrik yang seekonomis mungkin dengan tetap memperhatikan berbagai hal seperti:

1. Perkiraan Beban (*load forecast*)
2. Syarat-syarat pemeliharaan peralatan
3. Keandalan yang diinginkan
4. Alokasi beban dan produksi pembangkit yang ekonomis

Dalam pengoperasian sistem tenaga listrik sering terjadi persoalan pokok yang dihadapi, hal ini disebabkan karena pemakaian tenaga listrik yang selalu berubah-ubah setiap waktu seperti :

a. Pengaturan Frekuensi

Sistem tenaga listrik harus dapat memenuhi kebutuhan tenaga listrik konsumen dari waktu ke waktu, oleh karena itu daya yang dibangkitkan dalam sistem tenaga listrik harus selalu sama dengan beban sistem, hal ini dapat diamati melalui Frekuensi Sistem. Jika daya yang dibangkitkan dalam sistem lebih kecil daripada beban sistem maka frekuensi turun, Sebaliknya apabila daya yang dibangkitkan lebih besar dari pada beban maka frekuensi naik.

b. Pemeliharaan Peralatan

Peralatan yang beroperasi dalam sistem tenaga listrik perlu dipelihara secara periodik dan segera diperbaiki apabila mengalami kerusakan.

c. Biaya Operasi

Biaya operasi khususnya biaya bahan bakar adalah biaya yang terbesar dari suatu perusahaan listrik sehingga perlu dipakai teknik-teknik *optimisasi* untuk menekan biaya tersebut.

d. Perkembangan Sistem

Beban selalu berubah sepanjang waktu sehingga perlu diamati secara terus-menerus agar dapat diketahui langkah pengembangan sistem mengikuti perkembangan beban.

e. Gangguan dalam Sistem

Gangguan dalam sistem tenaga listrik adalah suatu yang tidak dapat sepenuhnya dihindarkan

f. Tegangan dalam Sistem

Tegangan merupakan salah satu unsur kualitas penyediaan tenaga listrik dalam sistem, maka perlu diperhatikan dalam pengoperasian sistem

Interkoneksi pada sistem tenaga listrik merupakan sebuah sistem yang menghubungkan pembangkit-pembangkit tenaga listrik secara paralel melalui jaringan transmisi pada tingkat tegangan tertentu di dalam sebuah kopling elektris dengan frekuensi yang sama yaitu frekuensi sinkron ( Wood dkk, 1996).

Sebuah sistem tenaga listrik merupakan suatu unit usaha yang secara komersial menjual tenaga listrik kepada konsumen. Sebagai perusahaan listrik tentunya dituntut untuk memperoleh keuntungan yang memadai dalam memenuhi tuntutan kualitas dan kontinuitas tenaga yang disalurkan, sehingga diupayakan berbagai macam cara agar menghasilkan sistem pengoperasian yang efisien. Untuk dapat mengoperasikan sistem tenaga listrik dengan baik, maka hal-hal yang perlu diadakan adalah :

a. Perencanaan Operasi

Perencanaan operasi yaitu pemikiran mengenai bagaimana sistem tenaga listrik akan dioperasikan untuk jangka waktu tertentu, Pemikiran ini harus mencakup perkiraan beban, koordinasi pemeliharaan peralatan, optimisasi, keandalan, serta mutu tenaga listrik

b. Pelaksanaan dan Pengendalian Operasi

Pelaksanaan dan pengendalian operasi yaitu pelaksanaan dari rencana operasi serta pengendaliannya apabila terjadi hal-hal yang menyimpang dari rencana operasi.

c. Analisa Operasi

Analisa operasi yaitu analisa atas hasil-hasil operasi untuk memberikan umpan balik bagi perencanaan operasi maupun bagi pelaksanaan dan pengendalian operasi, Analisa operasi juga diperlukan untuk memberikan saran-saran bagi pengembangan sistem serta penyempurnaan pemeliharaan instalasi.

Kebutuhan tenaga listrik selalu bertambah dari waktu ke waktu sehingga sistem tenaga listrik harus dikembangkan sejalan dengan kenaikan kebutuhan tenaga listrik, untuk dapat mengembangkan sistem tenaga listrik dengan baik maka hasil-hasil operasi perlu dianalisa dan dievaluasi untuk menentukan :

1. Kapan, berapa besar, dan di mana perlu dibangun pusat listrik baru, gardu Induk baru, serta saluran transmisi yang baru
2. Seperti *point* (1) namun yang bersifat perluasan selama keadaan memungkinkan.

Pada sistem tenaga listrik, sistem interkoneksi akan terdapat unit pengatur beban yaitu unit yang mengatur penjadwalan pembangkitan dan aliran daya Ada 3 tujuan pokok dari pengaturan operasi pembangkitan dan aliran daya oleh unit pengatur beban yaitu :

1. Total pembangkitan tenaga listrik setiap saat harus seimbang dengan total permintaan dari konsumen
2. Total pembangkitan tenaga listrik dari sistem interkoneksi dialokasikan diantara unit-unit pengatur beban dan setiap unit mengatur sendiri untuk perubahan bebannya dan pertukaran aliran daya antar daerah pelayanan tetangganya

3. Di dalam setiap daerah pelayanan dari unit pengatur beban pembagian total pembangkitan yang dialokasikan berada dalam kondisi optimum ekonomi.

Ada beberapa faktor yang memberikan permasalahan untuk mencapai kondisi optimum ekonomi yaitu :

- a) Faktor-faktor yang berpengaruh pada *economic dispatch*

Pada pembangkit-pembangkit memiliki perbedaan kapasitas, efisiensi, biaya bahan bakar dan kerugian transmisi dari pembangkit ke pusat-pusat beban bervariasi. Setiap faktor tersebut akan mempengaruhi biaya dari tenaga listrik yang dibangkitkan untuk disalurkan kepada konsumen.

- b) Faktor *Overriding Economy*

Keadaan beban pada suatu saat mungkin akan melebihi kapasitas pembangkitan tertinggi, dimana operasi pembangkitan memang dibatasi pada output minimum/maksimum dan sistem *security* menentukan batas ekonomi untuk cadangan berputar yang aman serta ada batasan maksimum untuk penyaluran tenaga dari jaringan transmisi penghubung antar daerah. Pada keadaan perubahan beban melebihi pada tingkat yang diijinkan, maka dapat digagalkan penjadwalan yang berdasar optimum ekonomi dan melakukan perubahan untuk menanggulangi keadaan tersebut.

Dalam sistem pengoperasian tenaga listrik tentunya tidak terlepas dari biaya operasi yang terdiri atas biaya pembelian tenaga listrik, biaya pegawai, biaya bahan bakar dan material operasi. Biaya bahan bakar merupakan biaya yang paling besar, untuk PT. PLN dalam sistem pengoperasian tenaga listrik memerlukan biaya bahan bakar kira-kira 60% dari biaya operasi secara keseluruhan. (Djiteng, 1990).



Proses penjadwalan pembangkit dari keadaan mati menuju ke keadaan hidup memerlukan biaya *Start-Up*, sehingga penjadwalan unit pembangkit merupakan gabungan biaya operasi pembebanan dengan biaya transisi *Start-Up* yang minimum. (Grainger, 1994). Untuk menekan biaya operasi tenaga listrik terutama biaya bahan bakar maka diperlukan sistem operasi ekonomis yang merupakan proses pembagian atau penjatahan beban total kepada masing-masing unit pembangkit. Konfigurasi pembebanan atau penjadwalan pembangkit yang berbeda dapat memberikan biaya operasi yang berbeda pula tergantung karakteristik masing-masing unit pembangkit yang dioperasikan.

Ada beberapa metode dalam penjadwalan pembangkit yaitu :

a. Berdasarkan umur pembangkit

Dengan metoda ini diasumsikan bahwa unit-unit pembangkit yang baru memiliki efisiensi yang lebih tinggi sehingga dibebani sesuai dengan rating kapasitasnya, sedangkan unit-unit pembangkit yang tua memikul beban sisanya.

b. Berdasarkan daya guna (*rating*) pembangkit

Pembagian beban sebanding dengan rating kapasitas dari unit-unit pembangkit. Dengan meningkatnya beban maka daya akan di *suplay* oleh unit yang paling berdaya guna hingga titik daya guna maksimum unit itu tercapai.

c. Berdasarkan kriteria peningkatan biaya produksi yang sama

Pemindahan beban dari satu unit ke unit yang lain dapat menghasilkan pengurangan biaya pengoperasian total sehingga biaya pengoperasian tambahan dari kedua unit sama (*equal incremental cost*). Dengan jalan yang sama dapat diperluas untuk pengoperasian unit pembangkit pada stasiun yang memiliki lebih dari dua unit pembangkit. Jadi patokan untuk pembagian beban yang ekonomis antara unit-unit didalam suatu stasiun adalah semua unit pembangkit harus bekerja dengan biaya pengoperasian tambahan yang sama.

Permasalahan yang dihadapi pada jadwal kerja terdiri dari dua masalah yang saling berkaitan yaitu :

1. Metoda *Modified Unit Decommitment* yaitu penentuan kombinasi unit-unit yang bekerja dan tidak perlu bekerja pada suatu periode untuk memenuhi kebutuhan beban sistem dengan biaya yang ekonomis.
2. *Economic Dispatch*, yaitu menentukan keluaran masing-masing unit yang bekerja dalam melayani beban pada batas minimum dan maksimum

No	Unit Pembangkit	Daya (MW)	Harga Bahan Bakar
----	-----------------	-----------	-------------------

keluarannya untuk meminimasi rugi-rugi saluran dan biaya produksi.

Untuk mengembangkan pemecahan masalah *Modified Unit Decommitment*, kita perlu mengenal data operasi pada unit pembangkit diantaranya biaya daya terpasang, daya mampu dan harga bahan bakar. Biaya tersebut secara total harus diminimalkan tanpa melanggar batasan yaitu jumlah daya yang dibangkitkan, berikut data pengoperasian yang tercantum pada table 2.2

		Terpasang	Mampu	
1	PLTA Kota Panjang Unit 1	38	38,00	Rp.5/kWh
2	PLTA Kota Panjang Unit 2	38	38,00	Rp.5/kWh
3	PLTA Kota Panjang Unit 3	38	38,00	Rp.5/kWh
4	PLTG Teluk Lembu Unit 1	21,60	14,00	Rp.8.727,4/L
5	PLTG Teluk Lembu Unit 2	21,60	8,00	Rp.8.727,4/L
6	PLTG Teluk Lembu Unit 3	21,60	17,00	Rp.8.727,4/L
7	PLTD Teluk Lembu	7,80	3,50	Rp.8.727,4/L
8	PLTG Balai Pungut Duri Unit 2	20,00	18,90	Rp.8.727,4/L
9	PLTG Riau Power (SEWA)	21,60	18,00	\$2,65/mmBtu
10	PLTG PT.PJB-PLTG Unit 1 Balai Pungut Duri (SEWA)	21,60	16,00	Rp.8.727,4/L
11	PLTMG 12 MW GI Teluk Lembu(SEWA)	12,00	12,00	\$2,65/mmBtu
12	PT.SEWATAMA (SEWA)	30	30	Rp.8.727,4/L
13	PT.BGP 1 GI Teluk Lembu (SEWA)	40	40	Rp.8.727,4/L
14	PT.BGP 2 GI DUMAI(SEWA)	30	24	Rp.8.727,4/L
15	PLTD PT.PPP DI GI DUMAI	10	8	Rp.8.727,4/L

Tabel 2.2 Data Pengoperasian

Sumber : PT. PLN Persero Pembangkitan Sumbagut Sektor Pembangkitan Pekanbaru (Desember 2012)

### 2.3 Karakteristik *Input-Output* Pembangkit ( Djiteng, 1990 )

*Input* pada suatu pembangkit *thermal* adalah bahan bakar yang dinyatakan dalam satuan liter/jam atau BTU/jam dan *output* dari pembangkit tersebut berupa besar daya yang dinyatakan dalam Megawatt (MW). Karakteristik *input-output* pembangkit *thermal* adalah karakteristik yang menggambarkan hubungan antara *input* bahan bakar dan *output* yang dihasilkan oleh pembangkit. Secara umum

karakteristik *input-output* pembangkit digambarkan dengan persamaan fungsi *polynomial* orde dua yaitu :

Rumus input bahan bakar pembangkit thermal ke-i

$$H_i = a_i + b_i P_i + c_i P_i^2 \quad (2.1)$$

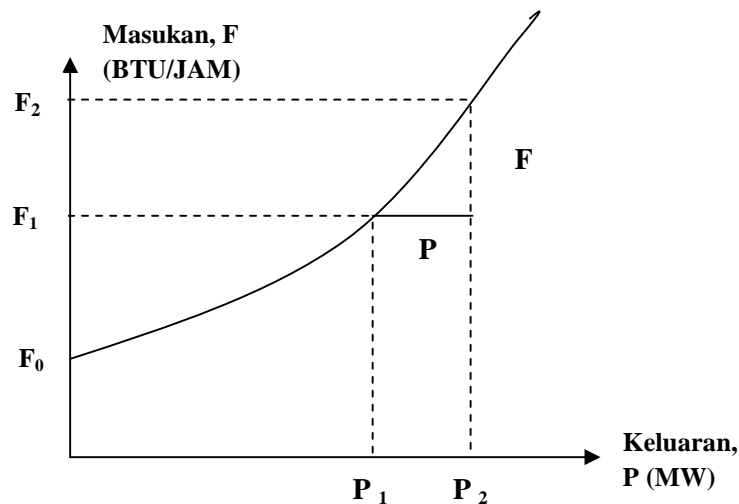
Dengan :

$H_i$  : *input* bahan bakar pembangkit *thermal* ke-i (liter/jam)

$P_i$  : *output* pembangkit *thermal* ke-I (MW)

$a_i, b_i, c_i$  : konstanta *input-output* pembangkit *thermal* ke-i, penentuan parameter ini membutuhkan data yang berhubungan dengan  $H_i$  dan  $P_i$

Hubungan antara *input-output* suatu unit pembangkit *thermal* dapat digambarkan dalam bentuk kurva dibawah ini :



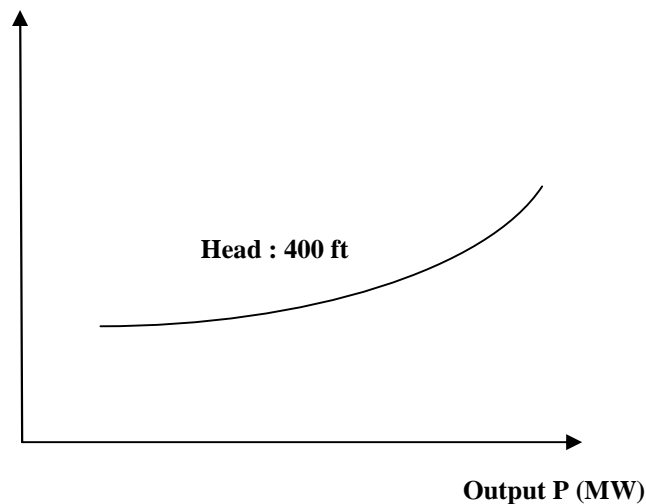
Gambar 2.1 Kurva *input-output* pembangkit *thermal* (Sumber : Wood dkk, 1996)

Kurva *input-output* suatu unit pembangkit *thermal* dapat diperoleh dari beberapa cara yaitu :

- 1) Pengetesan karakteristik (*performance testing*)
- 2) Berdasarkan data operasi (*operating record*)
- 3) Berdasarkan data dari pabrik (*manufacture's guarantee data*)

Unit pembangkit termal mempunyai batas kritis operasi minimum dan maksimum, batas beban minimum umumnya disebabkan oleh kestabilan pembakaran dan masalah desain generator, sebagai contoh beberapa unit pembangkit *thermal* tidak dapat beroperasi di bawah 30 % dari kapasitas desain. (Wood dkk, 1996).

Sedangkan untuk unit pembangkit *hydro* mempunyai karakteristik *input-output* yang mirip dengan unit pembangkit *thermal*. Karakteristik *input-output* pembangkit *hydro* menggambarkan hubungan antara *input* penggerak mula, berupa volume air yang dialirkan diantara sudu-sudu turbin persatuan waktu dan *output* nya adalah daya listrik dari generator dalam MW.



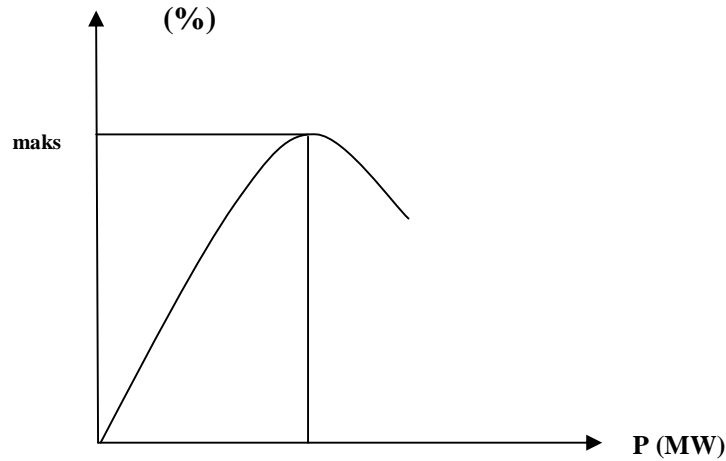
Gambar 2.2 Kurva unit pembangkit *hydro* (Sumber : Wood dkk, 1996)

## 2.4 Efisiensi Unit Pembangkit

Hubungan antara input dan output sebuah unit pembangkit dapat diartikan besarnya efisiensi unit pembangkit untuk setiap daya yang dihasilkan. Efisiensi merupakan perbandingan antara besarnya daya yang dibangkitkan dengan masukan yang diberikan. Rumus efisiensi unit pembangkit ialah :

$$= P / F \quad (2.2)$$

Satuan dari efisiensi dinyatakan dalam %.



Gambar 2.3 Kurva efisiensi unit pembangkit (Sumber : Wood dkk, 1996)

## 2.5 Biaya Transisi (*Start-Up*) (Djiteng, 1990 )

Biaya transisi merupakan biaya yang dibutuhkan untuk menghidupkan unit pembangkit sebagai akibat dari perubahan status unit pembangkit dari keadaan *OFF* ke *ON*. Pada unit pembangkit tenaga uap terdapat dua bentuk biaya transisi yaitu sebagai cadangan panas atau cadangan dingin sehingga diperoleh biaya produksi total terendah. Sedangkan pada unit pembangkit diesel dan gas untuk biaya *starting*-nya relatif lebih kecil karena pada unit pembangkit ini tidak membutuhkan waktu lama untuk proses memutar turbin.

Berikut ini formulasi untuk perhitungan biaya *start-up* untuk cadangan panas dan cadangan dingin pada unit pembangkit tenaga uap :

### a. Unit Cadangan Panas

Jika boiler dipertahankan pada temperatur dan tekanan operasinya maka unit pembangkit dalam bentuk cadangan panas. Secara matematis yaitu :

$$C(P_i) = a_i P_i^2 + b_i P_i + c_i \quad (2.3)$$

Bila unit berhenti dan tidak ada nilai daya yang dibangkitkan oleh unit pembangkit tersebut ( $P_i = 0$ ), sehingga diperoleh biaya *hot standby* tiap jam yaitu:

$$C(P_i) = c_i \text{ (Rp/Jam)} \quad (2.4)$$

Dengan  $c_i$  : suku konstan persamaan

#### b. Unit Cadangan Dingin

Jika boiler dalam keadaan di *shutdown* maka unit pembangkit dalam keadaan cadangan dingin, sehingga untuk *start-up* diperlukan sejumlah biaya. Ada dua pendekatan dalam perhitungan biaya *start-up* yaitu pendekatan *eksponensial* dan pendekatan *linear*. Dalam pendekatan eksponensial, biaya *start-up* ditentukan sebagai berikut :

$$C = C_0 \times (1 - e^{-T/\tau}) \quad (2.5)$$

$C$  : Biaya *start-up* (Rp)

$C_0$  : Biaya *start-up* maksimum (Rp)

$T$  : *Downtime* (Jam)

$\tau$  : Konstanta pendingin boiler

Nilai  $C_0$  diasumsikan sebesar :

$$C_0 = k. \quad (2.6)$$

Dengan  $k$  = suku konstan persamaan

Pada pendekatan linier biaya *start-up* diasumsikan linier dengan persamaan sebagai berikut :

$$C = C_i \cdot T \quad (2.7)$$

$C$  : Biaya *start-up* (Rp)

$C_i$  : Konstanta biaya *start-up* (Rp/Jam)

$T$  : *Downtime* (Jam)

## 2.6 Metode Penyelesaian *Unit Commitment* (UC)

Pada perencanaan pembuatan penjadwalan unit-unit pembangkit terdapat beberapa permasalahan yang harus diselesaikan yaitu :

1. Harus ada pola pembebanan untuk  $M$  periode waktu dalam suatu siklus
2. Terdapat  $n$  buah pembangkit yang *commit* (*ON*) dan dengan *output* minimum

3. Pada M level beban dan batas operasi dari n unit pembangkit, setiap unit pembangkit dapat mencatu beban individunya dan setiap kombinasi dari unit pembangkit dapat juga mencatu beban.

Untuk menanggulangi masalah *unit commitment* ini, telah banyak penelitian yang dilakukan yang dimulai tahun 1940-an sampai dengan 1970-an, suatu. Metode ini disebut sebagai metode pemrograman integer campuran, dan berdasar atas daftar skala prioritas. Metode ini memiliki kelebihan pada kesederhanaan dalam penyelesaiannya.

Pada tahun 1980-an metode *Branch dan Bound Algorithm* dan metode *Dynamic Programming* diaplikasikan untuk menyelesaikan masalah *unit commitment*. Kedua metode ini dapat menemukan solusi yang optimal, untuk jumlah unit pembangkit yang kecil. Untuk jumlah unit pembangkit yang besar bisa dilakukan dengan metode pendekatan *Lagrangian Relaxation*.

Untuk menyempurnakan metode *Lagrangian Relaxation* dan metode *Dynamic Programming* maka dikembangkan suatu metode baru yang disebut *Sequential Unit Commitment*. Metode ini membutuhkan daftar prioritas *heuristic* untuk mendapatkan harga awal. Selain prioritas tradisional, metode ini menyeleksi unit yang paling menguntungkan untuk komit pada basis operasi ekonomis dan permintaan sistem selama proses iterasi.

Pada tahun 1990-an, Chaoan Li menemukan metode *unit commitment* baru berdasarkan pada prosedur *decommitmen*. Komitmen sistem diawali dengan mengasumsikan bahwa semua unit dalam keadaan beroperasi pada periode studi. Oleh sebab itu, sistem memiliki cadangan perputaran yang berlebih sehingga hasil operasi sistem tidak ekonomis. Untuk mencapai operasi ekonomis, beberapa unit harus dipertimbangkan untuk *decommit* pada periode tertentu selama penjadwalan.

Pada tahun 2004, Feixiong Hu melakukan modifikasi metode *Unit Decomitment* dengan memperbaiki dan menambahkan beberapa konstrain. Metode ini disebut dengan *Modified Unit Decomitment* (MUD). Metode ini didasarkan pada *sceduling* dan peramalan beban dari sistem tenaga pada jadwal



pembangkitan hari berikutnya. Satu jadwal unit dicapai dalam masing-masing iterasi. Proses iterasi berlanjut sampai semua unit disesuaikan atau nilai dari fungsi obyektif tidak bisa direduksi lagi. Sebuah algoritma optimisasi unit-tunggal baru diajukan untuk menggantikan metode *Dynamic programming*. Metode ini menggunakan batasan *minimum up time dan down time* unit dan batasan cadangan dari sistem yang diteliti untuk menangani jadwal secara efisien, batasan keseimbangan daya, batasan level minimum dan maksimum pembangkitan dan batasan *ramp rate* dipertimbangkan.

Untuk menghadapi permasalahan penjadwalan ini ada beberapa metode yang sering digunakan yaitu :

1. Metode Daftar Prioritas( Djiteng, 1990 )

Metode ini merupakan metode yang paling sederhana dalam menyelesaikan permasalahan penjadwalan. Bagan daftar prioritas dibuat berdasarkan biaya produksi rata-rata pada beban penuh (Rupiah/Mwh) dari tiap unit, dan diurutkan berdasarkan nilai biaya produksi tersebut. Nilai biaya produksi rata-rata pada beban penuh adalah nilai panas bersih (*net heat rate*) pada beban penuh dikali dengan biaya bahan bakar. Unit yang dioperasikan pertama adalah unit yang memiliki biaya produksi terendah dan yang paling akhir adalah unit yang memiliki biaya produksi terendah.

$$\text{Biaya Produksi rata-rata} = F(P_{\max}) / P_{\max} \quad (2.8)$$

Pada metode daftar prioritas, biaya produksi dihitung pada beban penuh rata-rata. Pembangkit yang dioperasikan pada beban penuh dapat mengakibatkan umur pembangkit lebih pendek, jadi metode daftar prioritas ini belum tentu memberikan hasil yang optimal dalam pengoperasian pembangkit.

2. Pemrograman Dinamik ( Djiteng, 1990 )

Pada metode ini minimasi biaya pembangkitan dilakukan secara bertahap. Proses optimasi mula-mula dilakukan terhadap satu unit pada sistem, setelah diperoleh biaya minimum pada keluaran optimal unit 1. Kemudian dilakukan optimasi untuk unit 2. Biaya minimum unit 1 yang sudah didapat ditambah biaya unit ke 2. Dari perhitungan ini akan didapatkan biaya minimum dua unit pembangkit dan keluaran unit ke 2, kemudian dilakukan optimasi untuk unit ke 3. Demikian seterusnya sampai didapat biaya minimum untuk seluruh unit yang terdapat pada sistem dan keluaran masing-masing unit. Untuk itu perlu diketahui batas-batas operasional dari masing-masing unit dan batas kapasitas sistem.

Formulasi dari pemrograman dinamik :

$$F_N(x) = \min [g_N(y) + F_{N-1}(x-y)] \quad (2.9)$$

Untuk  $N = 2, 3, 4, \dots, N$

Dimana :

$F_N(x)$  : biaya minimum  $N$  unit pembangkit (satuan biaya/jam) untuk membangkitkan  $x$  MW.

$g_N(y)$  : biaya unit pembangkit ke- $N$  untuk membangkitkan  $(x-y)$  MW

$F_{N-1}(x-y)$  : biaya minimum  $(n-1)$  unit pembangkit untuk pembangkitan  $(x-y)$  MW.

Pada pemrograman dinamik, perhitungan dalam mencari pengoperasian unit yang optimal dilakukan setahap demi setahap yang didasari pada prinsip optimalisasi *recursive* (bersifat berulang), dengan kata lain bahwa masalah optimasi yang besar diselesaikan dengan cara memecah masalah tersebut menjadi beberapa masalah sehingga lebih mudah diselesaikan.

### 3. Relaksasi Lagrange ( Djiteng, 1990 )

Metode ini merupakan aplikasi dari teknik optimalisasi ganda (*dual optimization*). Disebut optimalisasi ganda karena fungsi  $F_t$  yang diminimalkan dibatasi oleh pembatas lainnya.

Formulasi dari relaksasi lagrange :

$$FT = \sum_{i=1}^N F_i(P_i) \quad (2.10)$$

Dimana :

$F_T$  = Biaya total untuk mensuplai beban

$P_i$  = Daya yang dibangkitkan oleh unit  $i$

$P_R$  = Beban listrik yang diterima

$N$  = Banyak unit yang dioperasikan

## 2.7 Metode Unit Decommitment

Dalam sistem pembangkitan tenaga listrik yang bertujuan melayani kebutuhan beban pelanggan yang selalu berubah-ubah setiap jamnya, dimana perubahan ini bisa terjadi secara tiba-tiba yaitu selama periode waktu 24 jam. Perubahan beban pada sistem yang terjadi secara tiba-tiba dapat menyebabkan jumlah *supply* akan melebihi kebutuhan beban sehingga akan terjadi periode beban minimum dan operasi sistem tidak ekonomis. Beban minimum dalam periodenya menghasilkan *supply* melebihi *demand*, di dunia industri dikenal sebagai periode beban minimum (Claudia, 1999).

Pada Tahun 1990-an, Chaoan Li menemukan metode *unit commitment* baru berdasarkan pada prosedur *decommitment*. Metode *Unit Decommitment* merupakan penentuan pembangkit yang dijadwal untuk dilakukan *shutdown* agar diperoleh nilai yang lebih ekonomis, dimana pada kondisi awal semua pembangkit dianggap beroperasi pada tiap jamnya. Sehingga sistem memiliki *supply* atau cadangan perputaran yang berlebih (*Excess Spining Reserve*) yang mengakibatkan hasil operasi sistem tidak ekonomis.

Untuk mengatasi permasalahan ini maka beberapa unit harus dipertimbangkan untuk dimatikan (*Shutdown*) pada periode/jam tertentu selama penjadwalan. Waktu yang digunakan untuk tidak beroperasinya unit pembangkit tergantung dari kebutuhan beban yang dilakukan berdasarkan prosedur *Unit Decommitment*.

Proses penentuan pembangkit yang *dishutdown* dilakukan dengan memperhatikan kelebihan kapasitas putar (*excess spinning reserve*) dari unit-unit pembangkit yang beroperasi, dengan begitu dapat ditentukan unit pembangkit mana yang layak mengalami *shutdown* dengan melihat *indeks relative saving cost* terbesar dari unit pembangkit yang akan beroperasi.

Pada hasil akhir penjadwalan dapat diketahui biaya yang diselamatkan tiap periode/jam dari setiap *shutdown* yang dilakukan pada unit pembangkit yang beroperasi. Penurunan biaya ini dapat diketahui dengan mengurangi total biaya sebelum penjadwalan yaitu saat seluruh unit pembangkit beroperasi dengan total biaya setelah penjadwalan unit pembangkit dengan metode *Unit Decommitment*.

Kelebihan dari metode *Unit Decommitment* yaitu dalam proses perhitungannya relatif mudah dan tidak memakan waktu yang lama, selain itu metode ini bisa digunakan untuk membuat penjadwalan operasi unit pembangkit listrik dalam jumlah yang banyak. Sedangkan kelemahan metode ini yaitu biaya produksi tiap unit pembangkit dihitung pada daya mampu maksimum sehingga dapat mengakibatkan umur dari unit pembangkit lebih pendek. (Chao-an Li, 1997)

1. Definisi Istilah

- a. *Sistem Spining Capacity* adalah jumlah daya maksimum yang dibangkitkan dari seluruh unit-unit pembangkit listrik.
- b. *Excess Spining Reserve* (EXS) merupakan nilai positif dari perbedaan antara *Sistem Spining Capacity* – sistem beban
- c. Prosedur dekomitment (*Decommitment Procedure*) dilakukan pada unit pembangkit listrik yang memiliki *indeks relative saving cost* terbesar untuk memperoleh *Excess Spining Reserve* terkecil.
- d. *Remaining Unit* merupakan unit tersisa yang tidak mengalami proses dekomitment (Chao-an Li. Raymond B. Johnson, 1997).

## 2. Kriteria Proses *Decommitment*

Proses *Unit Decommitment* pada metode ini menggunakan *indeks relatif saving cost* sebagai pembanding pada tiap unit pembangkit yang beroperasi pada  $t$ . Artinya proses *decommitment* terus dilakukan selama *relatif saving cost* positif dan berhenti ketika *relatif saving cost* sama dengan nol. (Ary Saputra 2012)

Penentuan kriteria dapat dilakukan dengan menentukan indeks  $TCSTO_i$  dan  $TCST1_i$  sebagai fungsi objektif sebelum dan sesudah proses *decommitment* untuk unit  $i$  :

$$TCSTO_i = \sum_{t=1}^T [C_{it}(P_{it}^0) \times U_{it}^0 + S_{it}(X_{it-1}^0, U_{it}^0, U_{it-1}^0)] \quad (2.11)$$

$$TCST1_i = \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{J-1} [C_{jt}(P_{jt}^{\wedge}) \times U_{jt}^{\wedge} + S_{jt}(X_{it-1}^0, U_{it}^0, U_{it-1}^0) - \sum_{t=1}^T [C_{it}(P_{it}^{\wedge}) \times U_{jt}^{\wedge} + S_{it}(X_{it-1}^{\wedge}, U_{it}^{\wedge}, U_{it-1}^{\wedge})]] \quad (2.12)$$

Dengan :

$TCSTO_i$  : total biaya sebelum proses *decommitment*

$TCST1_i$  : total biaya setelah *decommitment* apabila dilakukan pada calon unit  $i$

$U_{it}^{\wedge}$  : jadwal unit setelah *decommitment*

$P_{it}^{\wedge}$  : daya yang dibangkitkan oleh generator  $i$  setelah *decommitment*

Setelah nilai  $TCSTO_i$  dan  $TCST1_i$  diketahui, kemudian tentukan total biaya yang diselamatkan apabila proses *decommitment* dilakukan pada unit  $i$ , yaitu :

$$TSCST_i = TCSTO_i - TCST1_i \quad (2.13)$$

Penentuan nilai  $TSCST_i$  digunakan untuk mencari nilai *relatif saving cost* dari setiap unit pembangkit listrik dengan membandingkan nilai  $TSCST_i$  dengan nilai *decommitment unit spinning capacity* yang merupakan jumlah total cadangan putar selama *interval* waktu studi apabila proses *decommitment* dilakukan pada unit  $i$ . Secara matematis ditulis sebagai berikut :

$$DUSC_i = R_{it} \times 24 \text{ Jam} \quad (2.14)$$

$$RSCST_i = TSCST_i / DUSC_i \quad (2.15)$$

## 2.8 Metode *Modified Unit Decommitment*

Proses utama dari *Modified Unit Decommitment* hampir sama dengan metode *unit decommitmen*, beda nya perbaikan dibuat pada *ramp rate*, Penjadwalan hari berikutnya dikerjakan menurut kondisi awal unit. (Andriawan 2009) Solusi awal dimungkinkan menurut kondisi awal dari unit yang dikerjakan sebagai berikut :

$$X_{i,t} \text{ atau } |X_{i,t}| > t_i^{\text{oof}} \quad (2.16)$$

Selanjutnya ditetapkan

$$U_{i,t}^0 = 1 \text{ } t \in \{t, \dots, T\} \quad (2.17)$$

Sehingga, solusi awal yang mungkin dan rangkaian awal unit kandidat diperoleh. Setelah itu, subprogram optimisasi unit-tunggal digunakan untuk masing-masing kandidat unit untuk menentukan dekomitmen optimal unit dalam periode waktu yang diteliti, sehingga didapatkan biaya produksi minimum.

## 2.9 Algoritma *Modified Unit Decommitment*

Algoritma bisa dipecah menjadi tahap-tahap berikut ini:

1. Inisialisasi data dan menetapkan solusi awal ( $U_0$ ,  $X_0$ ,  $P_0$ ) dan menetapkan unit kandidat.
2. Untuk setiap unit kandidat  $i$ , digunakan program penjadwalan *Dynamic Programming* untuk mendapatkan jadwal optimal unit  $i$ , selanjutnya menjalankan subprogram *economic dispatch* untuk mendapatkan solusi ( $U'$ ,  $X'$ ,  $P'$ ), demikian juga untuk mendapatkan nilai fungsi objektif yang berhubungan.

3. Solusi yang mungkin dari penjadwalan optimal unit individual dan dispatch dengan nilai paling rendah dari fungsi obyektif dipilih sebagai sebuah titik awal untuk iterasi berikutnya.
4. Iterasi sekarang yang tidak memiliki perbaikan pada fungsi obyektif bila dibandingkan dengan iterasi terakhir, perhitungan berakhir.

## BAB III

### METODE PENELITIAN

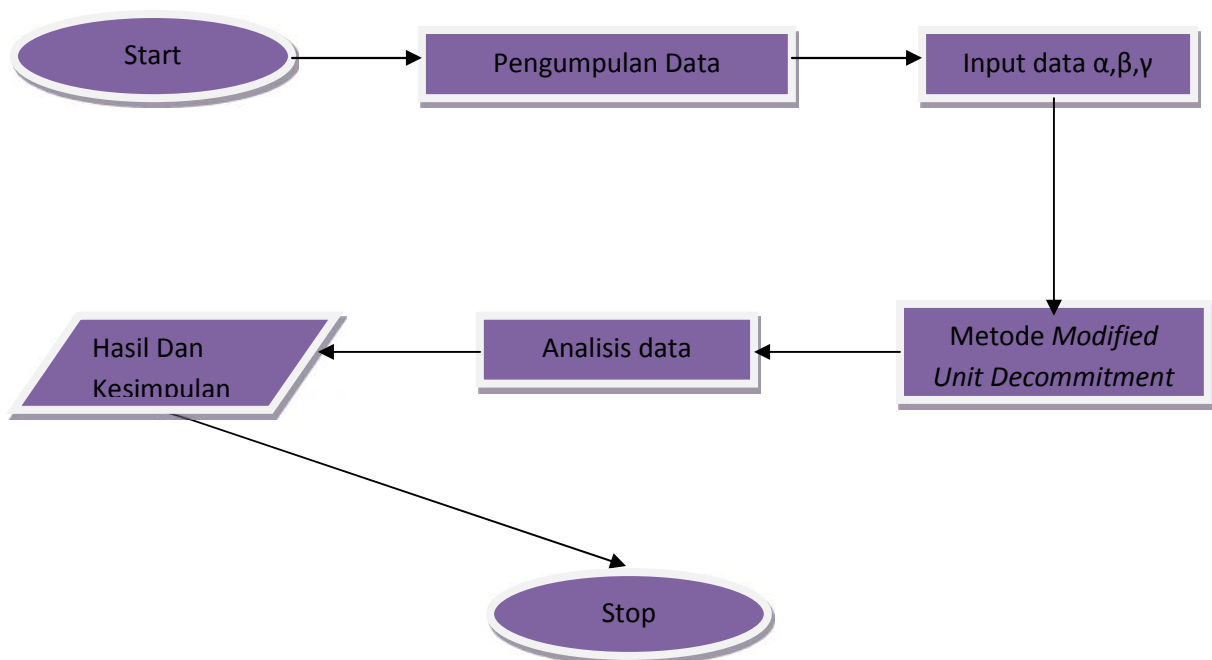
#### 3.1 Jenis Penelitian

Jenis Penelitian yang dipakai merupakan pengamatan dan peninjauan dari data yang didapat di PT. PLN Persero Pembangkitan Sumbagut Sektor Pembangkitan Pekanbaru. Pada tugas akhir ini diharapkan dapat diperoleh penjadwalan yang paling efisien dalam menentukan penjadwalan operasi pembangkit listrik di Riau dengan hasil operasi yang optimum dan biaya bahan bakar yang minimum.

Dalam pembuatan penjadwalan pembangkit di wilayah Riau ini akan menggunakan koordinasi dari PLTA, PLTG dan PLTD. Untuk PLTG dan PLTD PT. PLN Persero Pembangkitan Sumbagut Sektor Pembangkitan Pekanbaru menggunakan unit pembangkit yang menyewa ke instansi swasta.

#### 3.2 Tahapan penelitian

Berikut adalah tahapan yang harus dilakukan untuk menentukan penjadwalan sistem dengan pendekatan *Modified Unit Decommitment* :





### 3.3 Pengumpulan Data

Untuk menyelesaikan permasalahan penjadwalan pembangkit yang ada di wilayah Riau, maka diperlukan data yang berhubungan dengan unit-unit pembangkit listrik yang penulis amati di PT. PLN Persero Pembangkitan Sumbagut Sektor Pembangkitan Pekanbaru.

Data yang digunakan berupa data parameter unit pembangkit listrik yang sudah terhubung secara interkoneksi diseluruh wilayah Riau, sedangkan unit-unit pembangkit listrik *isolated* tidak masuk dalam penjadwalan pembangkit, karena unit pembangkit listrik *isolated* tidak terhubung secara interkoneksi dengan pembangkit yang lainnya.

Data parameter unit pembangkit yang dikelola PT. PLN Persero Pembangkitan Sumbagut Sektor Pembangkitan Pekanbaru dapat dilihat pada tabel 3.1.

Tabel 3.1 Data parameter unit pembangkit Listrik

No	Unit Pembangkit	Jumlah Mesin	Daya (MW)		Beban Puncak (MW)	Jenis Bahan Bakar	Harga Bahan Bakar
			Terpasang	Mampu			
1	PLTA Kota Panjang Unit 1	1	38	38,00	38,97	Air	Rp.5/kWh
2	PLTA Kota Panjang Unit 2	1	38	38,00	38,74	Air	Rp.5/kWh
3	PLTA Kota Panjang Unit 3	1	38	38,00	38,76	Air	Rp.5/kWh
4	PLTG Teluk Lembu Unit 1	1	21,60	14,00	16,00	HSD	Rp.8.727,4/L
5	PLTG Teluk Lembu Unit 2	1	21,60	8,00	14,20	HSD	Rp.8.727,4/L
6	PLTG Teluk Lembu Unit 3	1	21,60	17,00	17,71	HSD	Rp.8.727,4/L
7	PLTD Teluk Lembu	1	7,80	3,50	3,60	HSD	Rp.8.727,4/L
8	PLTG Balai Pungut Duri Unit 2	1	20,00	18,90	12.670	HSD	Rp.8.727,4/L
9	PLTG Riau Power (SEWA)	1	21,60	18,00	18,00	GAS	\$2,65/mmBtu
10	PLTG PT.PJB-PLTG Unit 1 Balai Pungut	1	21,60	16,00	16,00	HSD	Rp.8.727,4/L

	Duri (SEWA)						
11	PLTMG 12 MW GI Teluk Lembu(SEWA)	1	12,00	12,00	12,00	GAS	\$2,65/mmBtu
12	PT.SEWATAMA (SEWA)	1	30	30	30	HSD	Rp.8.727,4/L
13	PT.BGP 1 GI Teluk Lembu (SEWA)	1	40	40	40	HSD	Rp.8.727,4/L
14	PT.BGP 2 GI DUMAI(SEWA)	1	30	24	30	HSD	Rp.8.727,4/L
15	PLTD PT.PPP DI GI DUMAI	1	10	8	10	HSD	Rp.8.727,4/L

Sumber : PT. PLN Persero Pembangkitan Sumbagut Sektor Pembangkitan Pekanbaru  
( Desember, 2012 )

Jumlah keseluruhan unit pembangkit listrik di wilayah Riau ada 15 unit yang terdiri dari 3 unit PLTA, 7 unit PLTG dan 5 unit PLTD. Data parameter unit pembangkit listrik yang digunakan berupa daya terpasang, daya mampu, harga bahan bakar, konstanta input bahan bakar serta batasan (*constraint*) tiap pembangkit berupa *Minimum Up Time* dan *Minimum Down Time*.

### 3.4 Analisa Data

Untuk melakukan analisa dengan metoda *modified unit decommitment* algoritmanya adalah:

- Memasukan data yang meliputi parameter-parameter unit thermal dan pembebanan.
- Melakukan perhitungan daya yang harus dibangkitkan dari tiap-tiap unit menggunakan *Economic Dispatch* dengan iterasi lambda untuk penjadwalan awal dan menghitung kelebihan cadangan putar (*EXS*).
- Melakukan *decommitment* dengan *Forward Dynamic Programming* berdasarkan kriteria ekonomis untuk memperoleh kombinasi yang optimal.
- Melakukan proses *decommiment* secara kontinyu dan dianggap selesai bila tidak mungkin lagi dilakukan reduksi terhadap biaya total.

Data yang diperlukan untuk simulasi penjadwalan adalah menggunakan data parameter pembangkit thermal unit pembangkit yang dikelola PT. PLN Persero Pembangkitan Sumbagut Sektor Pembangkitan Pekanbaru (Tabel 3.1)

## BAB IV

### ANALISIS PENJADWALAN OPERASI UNIT-UNIT PEMBANGKIT LISTRIK DI WILAYAH RIAU

#### 4.1 Menghitung Konstanta $\alpha$ , $\beta$ , dan $\gamma$

Penghitungan konstanta  $\alpha$ ,  $\beta$ , dan  $\gamma$  pada masing-masing unit pembangkit bertujuan untuk menentukan pemakaian bahan bakar per jam pada masing-masing unit pembangkit, sehingga bisa diketahui total biaya operasi dari masing-masing unit pembangkit listrik.

Dalam menyelesaikan masalah penjadwalan (*Modified Unit Commitment*) dengan menggunakan metode *Modified Unit Commitment*, diperlukan pendekatan untuk mempermudah dalam langkah-langkah analisis penyelesaian. Salah satu pendekatan pada metode *Modified Unit Commitment* adalah menghitung konstanta  $\alpha$ ,  $\beta$ , dan  $\gamma$  pada masing-masing unit pembangkit.

Penghitungan konstanta  $\alpha$ ,  $\beta$ , dan  $\gamma$  pada masing-masing unit pembangkit bertujuan untuk menentukan pemakaian bahan bakar per jam pada masing-masing unit pembangkit. Dengan diketahuinya pemakaian bahan bakar tiap unit pembangkit sehingga bisa dihitung biaya operasi per jam dari masing-masing unit pembangkit.

Untuk menghitung konstanta  $\alpha$ ,  $\beta$ , dan  $\gamma$ , maka diperlukan data *real* pengoperasian unit pembangkit berupa pemakaian bahan bakar dan daya yang dibangkitkan yang didapat dari PT. PLN Persero Sektor Pembangkitan Pekanbaru (Desember, 2012) pada tanggal 25 Desember jam 18.00 s/d 21.00. Untuk menyelesaikan persamaan tersebut digunakan metode eliminasi untuk sistem persamaan linier tiga variabel, berikut ini penghitungan konstanta  $\alpha$ ,  $\beta$ , dan  $\gamma$  :

## 1. PLTA KOTO PANJANG UNIT 1, 2 dan 3

Untuk pembangkit listrik tenaga air tidak menggunakan bahan bakar sebagai penggerak awal dari turbin, tenaga penggerak awal dari turbin PLTA adalah air yang langsung menuju turbin sehingga pembangkit listrik tenaga air tidak memiliki konstanta pemakaian bahan bakar. PLTA merupakan pembangkit listrik yang paling ekonomis dan efisien jika dibandingkan dengan jenis pembangkit listrik lainnya. Untuk menentukan biaya operasi dari PLTA Kota Panjang, dihitung dari pemakaian air untuk menghasilkan tenaga listrik dimana biayanya adalah Rp.5/Kwh. Dengan diketahuinya biaya pemakaian air, bisa dihitung biaya operasi PLTA Kota Panjang unit 1, unit 2 dan unit 3 dengan daya mampu masing-masing unit sebesar 38 MW adalah sebagai berikut :

$$\begin{aligned}\text{Biaya operasi / jam} &= \text{Rp. 5 Kwh} \times 38000 \text{ Kw} \\ &= \text{Rp. 190.000}\end{aligned}$$

Biaya Operasi penuh PLTA Kota Panjang selama 24 jam adalah :

$$\begin{aligned}\text{Biaya operasi / jam} \times 24 \text{ jam} &= \text{Rp. 190.000} \times 24 \\ &= \text{Rp. 4.560.000}\end{aligned}$$

Jadi, biaya operasi PLTA Kota Panjang unit 1, unit 2 dan unit 3 adalah sama yaitu sebesar Rp.4.560.000

## 2. PTLG Teluk Lembu Unit 1

Tabel 4.1 Data Pengoperasian PLTG Teluk Lembu unit 1

Daya (x)	Konsumsi Bahan Bakar (y)
115,7 KW	85,549 L
213,8 KW	116,750 L
245,4 KW	133,5 L

Sumber : PT. PLN Persero Sektor Pembangkitan Pekanbaru (2012)

Nilai-nilai pada tabel tersebut disubstitusikan pada persamaan 2.1 sehingga menjadi :

$$\begin{aligned}85,549 &= + (115,7) + (115,7)^2 \\ 116,750 &= + (213,8) + (213,8)^2 \\ 133,5 &= + (245,4) + (245,4)^2\end{aligned}$$

Persamaan tersebut menjadi :

$$85,549 = + (115,7) + (13386,49)$$

$$116,750 = + (213,8) + (45710,44)$$

$$133,5 = + (245,4) + (60221,16)$$

Kemudian persamaan 3 dikurang persamaan 2 dan persamaan 3 dikurang persamaan 1 menjadi :

$$47,951 = (129,7) + (46834,67)$$

$$16,75 = (31,6) + (14510,72)$$

Lalu salah satu variable dari masing-masing persamaan di atas disamakan sehingga dihasilkan nilai konstanta :

$$1515,2516 = (4098,52) + (1479975,6)$$

$$2172,475 = (4098,52) + (1882040,4)$$

$$-657,2234 = (-402064,8)$$

$$-657,2234 / 402064,8 =$$

$$= - 0,0016346$$

Untuk mencari nilai konstanta  $\beta$ , substitusikan nilai  $\gamma$  ke dalam persamaan diatas:

$$47,951 = (129,7) + (46834,67)$$

$$47,951 = (129,7) - 0,0016346 (46834,67)$$

$$47,951 = (129,7) - 76,555952$$

$$(- 129,7) = - 76,555952 - 47,951$$

$$(- 129,7) = -124,50695$$

$$= -124,50695 / 129,7$$

$$= - 0,9599611$$

Sedangkan untuk menentukan nilai konstanta  $\alpha$ , substitusikan nilai konstanta  $\beta$  dan  $\gamma$  ke dalam persamaan diatas, sehingga menjadi :

$$85,549 = + (115,7) + (13386,49)$$

$$85,549 = + (-0.220547 )(115,7) + (-0,0016346 ) (13386,49)$$

$$85,549 = - 47,398845$$

$$- = -47,398845 - 85,549 = - 132,94785$$

$$= 132,94785$$

Apabila konstanta  $\alpha$ ,  $\beta$  dan  $\gamma$  didapat, lalu substitusikan konstanta tersebut pada persamaan 2.1 untuk menentukan pemakaian bahan bakar PLTG Teluk Lembu unit 1 dengan daya mampu maksimum sebesar 14,00 MW.

$$H_i = \alpha + \beta P + \gamma P^2$$

$$H_i = 132,94785 + (-0,9599611)(14,00 \text{ MW}) + (-0,0016346)(14,00^2 \text{ MW})$$

$$H_i = 132,94785 - 13,439455 - 0,3203816$$

$$H_i = 119,18802 \text{ L / Jam}$$

Setelah didapatkan pemakaian bahan bakar, lalu substitusikan pada persamaan 3.7 maka bisa diketahui biaya operasional per jam yaitu :

$$\text{Biaya operasional / Jam} = 119,18802 \text{ L / Jam} \times \text{Rp. } 8.727,4$$

$$\text{Biaya operasional} = \text{Rp. } 1.040.201,5 \text{ / Jam}$$

Biaya operasi penuh PLTG Teluk Lembu unit 1 selama 24 jam dengan mensubstitusikan pada persamaan 3.8 adalah :

$$\text{Biaya operasional / Hari} = \text{Rp. } 1.040.201,5 \text{ / Jam} \times 24 \text{ Jam}$$

$$\text{Biaya operasional} = \text{Rp. } 24.964.836$$

### 3. PTLG Teluk Lembu Unit 2

Tabel 4.2 Data Pengoperasian PLTG Teluk Lembu unit 2

Daya (x)	Konsumsi Bahan Bakar (y)
69,5 KW	47,342 L
90,7 KW	86,5 L
115,2 KW	105,796 L

Sumber : PT. PLN Persero Sektor Pembangkitan Pekanbaru (2012)

Nilai-nilai pada tabel tersebut disubstitusikan pada persamaan 2.1 sehingga menjadi :

$$47,342 = \alpha + \beta (69,5) + \gamma (69,5)^2$$

$$86,5 = \alpha + \beta (90,7) + \gamma (90,7)^2$$

$$105,796 = \alpha + \beta (115,2) + \gamma (115,2)^2$$

Persamaan tersebut menjadi :

$$47,342 = \alpha + \beta (69,5) + \gamma (4830,25)$$

$$86,5 = \alpha + \beta (90,7) + \gamma (8226,49)$$

$$105,796 = \alpha + \beta (115,2) + \gamma (13271,04)$$

Kemudian persamaan 3 dikurang persamaan 2 dan persamaan 3 dikurang persamaan 1 menjadi :

$$58,454 = (45,7) + (8440,79)$$

$$19,296 = (24,5) + (5044,55)$$

Lalu salah satu variable dari masing-masing persamaan di atas disamakan sehingga dihasilkan nilai konstanta :

$$1432,123 = (1119,65) + (206799,36)$$

$$881,8272 = (1119,65) + (230535,94)$$

$$550,2958 = (-23736,58)$$

$$550,2958 / -23736,58 =$$

$$= -0,0231834$$

Untuk mencari nilai konstanta  $\beta$ , substitusikan nilai  $\gamma$  ke dalam persamaan diatas:

$$58,454 = (45,7) + (8440,79)$$

$$58,454 = (45,7) - 0,0231834 (8440,79)$$

$$58,454 = (45,7) - 195,68621$$

$$(-45,7) = -195,68621 - 58,454$$

$$(-45,7) = -254,14021$$

$$= -254,14021 / (-45,7)$$

$$= 5,5610549$$

Sedangkan untuk menentukan nilai konstanta  $\alpha$ , substitusikan nilai konstanta  $\beta$  dan  $\gamma$  ke dalam persamaan diatas, sehingga menjadi :

$$47,342 = + (69,5) + (4830,25)$$

$$47,342 = + 5,5610549 (69,5) - 0,0231834 (4830,25)$$

$$47,342 = + 386,49332 - 111,98162$$

$$- = 274,5117 - 47,342 = 227,1697$$

$$= -227,1697$$

Apabila konstanta  $\alpha$ ,  $\beta$  dan  $\gamma$  didapat, lalu substitusikan konstanta tersebut pada persamaan 2.1 untuk menentukan pemakaian bahan bakar PLTG Teluk Lembu unit 2 dengan daya mampu maksimum sebesar 8,00 MW.

$$H_i = + P + P^2$$

$$H_i = -227,1697 + 5,5610549 (8,00 \text{ MW}) - 0,0231834 (8,00^2 \text{ MW})$$

$$H_i = -227,1697 + 44,488439 - 1,4837376$$

$$H_i = 184,165 \text{ L / Jam}$$

Setelah didapatkan pemakaian bahan bakar, lalu substitusikan pada persamaan 3.7 maka bisa diketahui biaya operasional per jam yaitu :

$$\text{Biaya operasional / Jam} = 184,165 \text{ L / Jam} \times \text{Rp. } 8.727,4$$

$$\text{Biaya operasional} = \text{Rp. } 1.607.281,6 / \text{Jam}$$

Biaya operasi penuh PLTG Teluk Lembu unit 2 selama 24 jam dengan mensubstitusikan pada persamaan 3.8 adalah :

$$\text{Biaya operasional / Hari} = \text{Rp. } 1.607.281,6 / \text{Jam} \times 24 \text{ Jam}$$

$$\text{Biaya operasional} = \text{Rp. } 38.574.758$$

#### 4. PLTG Teluk Lembu unit 3

Tabel 4.3 Data Pengoperasian PLTG Teluk Lembu unit 3

Daya (x)	Konsumsi Bahan Bakar (y)
375 KW	151,160 L
379 KW	154,684 L
393 KW	179,892 L

Sumber : PT. PLN Persero Sektor Pembangkitan Pekanbaru (2012)

Nilai-nilai pada tabel tersebut disubstitusikan pada persamaan 2.1 sehingga menjadi :

$$151,160 = + (375) + (375)^2$$

$$154,684 = + (379) + (379)^2$$

$$179,892 = + (393) + (393)^2$$

Persamaan tersebut menjadi :

$$151,160 = + (375) + (140625)$$

$$154,684 = + (379) + (143641)$$

$$179,892 = + (393) + (154449)$$

Kemudian persamaan 3 dikurang persamaan 2 dan persamaan 3 dikurang persamaan 1 menjadi :

$$28,732 = (18) + (13824)$$

$$25,208 = (14) + (10808)$$



Lalu salah satu variable dari masing-masing persamaan di atas disamakan sehingga dihasilkan nilai konstanta :

$$402,248 = (252) + (193536)$$

$$453,744 = (252) + (194544)$$

$$-51,496 = (-1008)$$

$$-51,496 / 1008 =$$

$$= -0,0510873$$

Untuk mencari nilai konstanta  $\beta$ , substitusikan nilai  $\gamma$  ke dalam persamaan diatas:

$$28,732 = (18) + (13824)$$

$$28,732 = (18) - 0,0510873 (13824)$$

$$28,732 = (18) - 706,23084$$

$$(18) = - 706,23084 - 28,732$$

$$(18) = -734,96284$$

$$= -734,96284 / -18$$

$$= 40.831269$$

Sedangkan untuk menentukan nilai konstanta  $\alpha$ , substitusikan nilai konstanta  $\beta$  dan  $\gamma$  ke dalam persamaan diatas, sehingga menjadi :

$$151,160 = + (375) + (140625)$$

$$151,160 = + 40.831269 (375) - 0,0510873(140625)$$

$$151,160 = + 15311,726 - 7184,1516$$

$$- = 8127,5744 - 151,160 = 7976,4144$$

$$= -7976,4144$$

Apabila konstanta  $\alpha$ ,  $\beta$  dan  $\gamma$  didapat, lalu substitusikan konstanta tersebut pada persamaan 2.1 untuk menentukan pemakaian bahan bakar PLTG Teluk Lembu unit 3 dengan daya mampu maksimum sebesar 17,00 MW.

$$H_i = + P + P^2$$

$$H_i = -7976,4144 + 40.831269 (17,00 \text{ MW}) - 0,0510873 (17,00^2 \text{ MW})$$

$$H_i = -7976,4144 + 694,13157 - 14,76423$$

$$H_i = 7297,047 \text{ L / Jam}$$

Setelah didapatkan pemakaian bahan bakar, lalu substitusikan pada persamaan 3.7 maka bisa diketahui biaya operasional per jam yaitu :

$$\text{Biaya operasional / Jam} = 7297,047 \text{ L / Jam} \times \text{Rp. } 8.727,4$$

$$\text{Biaya operasional} = \text{Rp. } 63.684.248 / \text{Jam}$$

Biaya operasi penuh PLTG Teluk Lembu unit 3 selama 24 jam dengan mensubstitusikan pada persamaan 3.8 adalah :

$$\text{Biaya operasional / Hari} = \text{Rp. } 63.684.248 / \text{Jam} \times 24 \text{ Jam}$$

$$\text{Biaya operasional} = \text{Rp. } 1.528.421.952$$

## 5. PLTD Teluk Lembu

Tabel 4.4 Data Pengoperasian PLTD Teluk Lembu

Daya (x)	Konsumsi Bahan Bakar (y)
45,55 KW	12,9 L
48,86 KW	13,792 L
52,1 KW	14,429 L

Sumber : PT. PLN Persero Sektor Pembangkitan Pekanbaru (2012)

Nilai-nilai pada tabel tersebut disubstitusikan pada persamaan 2.1 sehingga menjadi :

$$12,9 = + (45,55) + (45,55)^2$$

$$13,792 = + (48,86) + (48,86)^2$$

$$14,429 = + (52,1) + (52,1)^2$$

Persamaan tersebut menjadi :

$$12,9 = + (45,55) + (2074,8025)$$

$$13,792 = + (48,86) + (2387,2996)$$

$$14,429 = + (52,1) + (2714,41)$$

Kemudian persamaan 3 dikurang persamaan 2 dan persamaan 3 dikurang persamaan 1 menjadi :

$$1,529 = (6,55) + (639,6075)$$

$$0,637 = (3,24) + (327,1104)$$

Sehingga

$$0,242 = - 21,1555$$

$$= -0,01143$$

Untuk mencari nilai konstanta  $\beta$ , substitusikan nilai  $y$  ke dalam persamaan diatas:

$$1,529 = (6,55) + (639,6075)$$

$$= 1,3496$$

Sedangkan untuk menentukan nilai konstanta  $\alpha$ , substitusikan nilai konstanta  $\beta$  dan  $\gamma$  ke dalam persamaan diatas, sehingga menjadi :

$$12,9 = + (45,55) + (2074,8025)$$

$$12,9 = - 37,75938$$

$$= -24$$

Apabila konstanta  $\alpha$ ,  $\beta$  dan  $\gamma$  didapat, lalu substitusikan konstanta tersebut pada persamaan 2.1 untuk menentukan pemakaian bahan bakar PLTD Teluk Lembu dengan daya mampu maksimum sebesar 3,50 MW.

$$H_i = + P + P^2$$

$$H_i = -24 + 1,3496 (3,50 \text{ MW}) - 0,01143 (3,50^2 \text{ MW})$$

$$H_i = -24 + 4,7236 - 0,1400175$$

$$H_i = 19,416418 \text{ L / Jam}$$

Setelah didapatkan pemakaian bahan bakar, lalu substitusikan pada persamaan 3.7 maka bisa diketahui biaya operasional per jam yaitu :

$$\text{Biaya operasional / Jam} = 19,416418 \text{ L / Jam} \times \text{Rp. } 8.727,4$$

$$\text{Biaya operasional} = \text{Rp. } 169.454,85 / \text{Jam}$$

Biaya operasi penuh PLTD Teluk Lembu selama 24 jam dengan mensubstitusikan pada persamaan 3.8 adalah :

$$\text{Biaya operasional / Hari} = \text{Rp. } 169.454,85 / \text{Jam} \times 24 \text{ Jam}$$

$$\text{Biaya operasional} = \text{Rp. } 4.066.916,4$$

## 6. PLTG PT.PJB-PLTG Unit 1 Balai Pungut Duri

Tabel 4.5 Data Pengoperasian PLTG PT.PJB-PLTG Unit 1 Balai Pungut Duri

Daya (x)	Konsumsi Bahan Bakar (y)
405 KW	191,160 L
409 KW	194,684 L
413 KW	199,892 L

Sumber : PT. PLN Persero Sektor Pembangkitan Pekanbaru (2012)

Nilai-nilai pada tabel tersebut disubstitusikan pada persamaan 2.1 sehingga menjadi :

$$191,160 = + (405) + (405)^2$$

$$194,684 = + (409) + (409)^2$$

$$199,892 = + (413) + (413)^2$$

Persamaan tersebut menjadi :

$$191,160 = + (405) + (164025)$$

$$194,684 = + (409) + (167281)$$

$$199,892 = + (413) + (170569)$$

Kemudian persamaan 3 dikurang persamaan 2 dan persamaan 3 dikurang persamaan 1 menjadi :

$$8,732 = (8) + (6544)$$

$$5,208 = (4) + (3288)$$

$$-1,684 = - 32$$

$$= 0,0526$$

Untuk mencari nilai konstanta  $\beta$ , substitusikan nilai  $\gamma$  ke dalam persamaan diatas:

$$8,732 = (8) + (6544)$$

$$= -41,93$$

Sedangkan untuk menentukan nilai konstanta  $\alpha$ , substitusikan nilai konstanta  $\beta$  dan  $\gamma$  ke dalam persamaan diatas, sehingga menjadi :

$$191,160 = + (405) + (164025)$$

$$191,160 = + 8355,85$$

$$= 8547,05$$

Apabila konstanta  $\alpha$ ,  $\beta$  dan  $\gamma$  didapat, lalu substitusikan konstanta tersebut pada persamaan 2.1 untuk menentukan pemakaian bahan bakar PLTG PT.PJB-PLTG Unit 1 Balai Pungut Duri dengan daya mampu maksimum sebesar 18,90 MW.

$$H_i = + P + P^2$$

$$H_i = 8547,05 - 41,93 (18,90 \text{ MW}) - 0,0526 (18,90^2 \text{ MW})$$

$$H_i = 8547,05 - 792,477 - 18,789246$$

$$H_i = 7735,7338 \text{ L / Jam}$$

Setelah didapatkan pemakaian bahan bakar, lalu substitusikan pada persamaan 3.7 maka bisa diketahui biaya operasional per jam yaitu :

$$\text{Biaya operasional / Jam} = 7735,7338 \text{ L / Jam} \times \text{Rp. } 8.727,4$$

$$\text{Biaya operasional} = \text{Rp. } 67.512.843 \text{ / Jam}$$

Biaya operasi penuh PLTG PT.PJB-PLTG Unit 1 Balai Pungut Duri selama 24 jam dengan mensubstitusikan pada persamaan 3.8 adalah :

$$\text{Biaya operasional / Hari} = \text{Rp. } 67.512.843 / \text{Jam} \times 24 \text{ Jam}$$

$$\text{Biaya operasional} = \text{Rp. } 1.620.308.232$$

## 7. PLTG Balai Pungut duri unit 2

Tabel 4.6 Data Pengoperasian PLTD Balai Pungut duri unit 2

Daya (x)	Konsumsi Bahan Bakar (y)
475 KW	170,160 L
478 KW	174,684 L
482 KW	179,892 L

Sumber : PT. PLN Persero Sektor Pembangkitan Pekanbaru (2012)

Nilai-nilai pada tabel tersebut disubstitusikan pada persamaan 2.1 sehingga menjadi :

$$170,160 = + (475) + (475)^2$$

$$174,684 = + (478) + (478)^2$$

$$179,892 = + (482) + (482)^2$$

Persamaan tersebut menjadi :

$$170,160 = + (475) + (225625)$$

$$174,684 = + (478) + (228484)$$

$$179,892 = + (482) + (232324)$$

Kemudian persamaan 3 dikurang persamaan 2 dan persamaan 3 dikurang persamaan 1 menjadi :

$$9,732 = (7) + (6699)$$

$$5,208 = (4) + (3840)$$

Sehingga

$$38,928 = (28) + (26796)$$

$$36,456 = (28) + (26880)$$

$$2,472 = - 84$$

$$= 0.0294286$$

Untuk mencari nilai konstanta  $\beta$ , substitusikan nilai  $y$  ke dalam persamaan diatas:

$$9,732 = (7) + 0.0294286 (6699)$$

$$9,732 = (7) + 197,14219$$

$$= 26.772884$$

Sedangkan untuk menentukan nilai konstanta  $\alpha$ , substitusikan nilai konstanta  $\beta$  dan  $\gamma$  ke dalam persamaan diatas, sehingga menjadi :

$$\begin{aligned} 170,160 &= + 26.772884 (475) + 0.0294286 (225625) \\ 170,160 &= + 12717,12 + 6639,8279 \\ &= -19186,788 \end{aligned}$$

Apabila konstanta  $\alpha$ ,  $\beta$  dan  $\gamma$  didapat, lalu substitusikan konstanta tersebut pada persamaan 2.1 untuk menentukan pemakaian bahan bakar PLTD Balai Pungut duri unit 2 dengan daya mampu maksimum sebesar 16,00 MW.

$$\begin{aligned} H_i &= + P + P^2 \\ H_i &= -19186,788 + 26.772884 (16,00 \text{ MW}) + 0.0294286 (16,00^2 \text{ MW}) \\ H_i &= -19186,788 + 428,36614 + 7,5337216 \\ H_i &= 18750,888 \text{ L / Jam} \end{aligned}$$

Setelah didapatkan pemakaian bahan bakar, lalu substitusikan pada persamaan 3.7 maka bisa diketahui biaya operasional per jam yaitu :

$$\begin{aligned} \text{Biaya operasional / Jam} &= 18750,888 \text{ L / Jam} \times \text{Rp. } 8.727,4 \\ \text{Biaya operasional} &= \text{Rp. } 163.646.500 / \text{Jam} \end{aligned}$$

Biaya operasi penuh PLTD Balai Pungut duri unit 2 selama 24 jam dengan mensubstitusikan pada persamaan 3.8 adalah :

$$\begin{aligned} \text{Biaya operasional / Hari} &= \text{Rp. } 163.646.500 / \text{Jam} \times 24 \text{ Jam} \\ \text{Biaya operasional} &= \text{Rp. } 3.927.516.000 \end{aligned}$$

## 8. PLTG RIAU POWER

Tabel 4.7 Data Pengoperasian PLTG RIAU POWER

Daya (x)	Konsumsi Bahan Bakar (y)
65,962 KW	3428,9710 MMBTU
107,599 KW	3736,8786 MMBTU
111,523 KW	3838,1193 MMBTU

Sumber : PT. PLN Persero Sektor Pembangkitan Pekanbaru (2012)

Nilai-nilai pada tabel tersebut disubstitusikan pada persamaan 2.1 sehingga menjadi :

$$3428,9710 = + (65,962) + (65,962)^2$$

$$3736,8786 = + (107,599) + (107,599)^2$$

$$3838,1193 = + (111,523) + (111,523)^2$$

Persamaan tersebut menjadi :

$$3428,9710 = + (65,962) + (4350,985)$$

$$3736,8786 = + (107,599) + (11577,545)$$

$$3838,1193 = + (111,523) + (12437,379)$$

Kemudian persamaan 3 dikurang persamaan 2 dan persamaan 3 dikurang persamaan 1 menjadi :

$$409,1483 = (45,561) + (8086,394)$$

$$101,2407 = (3,924) + (859,834)$$

Sehingga

$$-766,256 = - 1896,28$$

$$= 0.40408$$

Untuk mencari nilai konstanta  $\beta$ , substitusikan nilai  $\gamma$  ke dalam persamaan diatas:

$$409,1483 = (45,561) + (4350,985)$$

$$= -62,738$$

Sedangkan untuk menentukan nilai konstanta  $\alpha$ , substitusikan nilai konstanta  $\beta$  dan  $\gamma$  ke dalam persamaan diatas, sehingga menjadi :

$$3428,9710 = + (65,962) + (4350,985)$$

$$3428,9710 = - 2380,178$$

$$= 5809,149$$

Setelah konstanta  $\alpha$ ,  $\beta$  dan  $\gamma$  didapat, lalu substitusikan konstanta tersebut pada persamaan 2.1 untuk menentukan pemakaian bahan bakar PLTG RIAU POWER dengan daya mampu maksimum sebesar 18,00 MW.

$$H_i = + P + P^2$$

$$H_i = 5809,149 - 62,738 (18,00 \text{ MW}) + 0.40408 (18,00^2 \text{ MW})$$

$$H_i = 5809,149 - 1129,284 + 130,92192$$

$$H_i = 4548,9431 \text{ MMBTU / Jam}$$

Setelah didapatkan pemakaian bahan bakar, lalu substitusikan pada persamaan 3.7 maka bisa diketahui biaya operasional per jam yaitu :

$$\text{Biaya operasional / Jam} = 4548,9431 \text{ MMBTU / Jam} \times \$ 2,65 = \text{Rp.26.500}$$

$$\text{Biaya operasional} = \text{Rp. 120.546.992 / Jam}$$

Biaya operasi penuh PLTG RIAU POWER selama 24 jam dengan mensubstitusikan pada persamaan 3.8 adalah :

$$\text{Biaya operasional / Hari} = \text{Rp. 120.546.992 / Jam} \times 24 \text{ Jam}$$

$$\text{Biaya operasional} = \text{Rp. 2.893.127.808}$$

## 9. PLTMG 12 MW GI Teluk Lembu

Tabel 4.8 Data Pengoperasian PLTMG 12 MW GI Teluk Lembu

Daya (x)	Konsumsi Bahan Bakar (y)
30,962 KW	2001,6 MMBTU
60,599 KW	2102,3 MMBTU
79,523 KW	2212,2 MMBTU

Sumber : PT. PLN Persero Sektor Pembangkitan Pekanbaru (2012)

Nilai-nilai pada tabel tersebut disubstitusikan pada persamaan 2.1 sehingga menjadi :

$$2001,6 = + (30,962) + (30,962)^2$$

$$2102,3 = + (60,599) + (60,599)^2$$

$$2212,2 = + (79,523) + (79,523)^2$$

Persamaan tersebut menjadi :

$$2001,6 = + (30,962) + (958,64544)$$

$$2102,3 = + (60,599) + (3672,2388)$$

$$2212,2 = + (79,523) + (6323,9075)$$

Kemudian persamaan 3 dikurang persamaan 2 dan persamaan 3 dikurang persamaan 1 menjadi :

$$210,6 = (48,561) + (5365,2621)$$

$$109,9 = (18,924) + (2651,6687)$$

Sehingga

$$3985,3944 = (918,96836) + (99922,641)$$

$$5336,8539 = (918,96836) + (128767,68)$$

$$-1351,4595 = -28845,039$$

$$= - 0,0468524$$



Untuk mencari nilai konstanta  $\beta$ , substitusikan nilai  $\gamma$  ke dalam persamaan diatas:

$$210,6 = (48,561) - 0,0468524 (5365,2621)$$

$$\begin{aligned} 210,6 &= (48,561) - 251,37541 \\ &= 9,513301 \end{aligned}$$

Sedangkan untuk menentukan nilai konstanta  $\alpha$ , substitusikan nilai konstanta  $\beta$  dan  $\gamma$  ke dalam persamaan diatas, sehingga menjadi :

$$2001,6 = + 9,513301 (30,962) - 0,0468524 (958,64544)$$

$$\begin{aligned} 2001,6 &= + 294,55083 - 44,91484 \\ &= 1751,964 \end{aligned}$$

Setelah konstanta  $\alpha$ ,  $\beta$  dan  $\gamma$  didapat, lalu substitusikan konstanta tersebut pada persamaan 2.1 untuk menentukan pemakaian bahan bakar PLTMG 12 MW GI Teluk Lembu dengan daya mampu maksimum sebesar 12,00 MW.

$$H_i = + P + P^2$$

$$H_i = 1751,964 + 9,513301 (12,00 \text{ MW}) - 0,0468524 (12,00^2 \text{ MW})$$

$$H_i = 1751,964 + 114,15961 + 6,7467456$$

$$H_i = 1872,8704 \text{ MMBTU} / \text{Jam}$$

Setelah didapatkan pemakaian bahan bakar, lalu substitusikan pada persamaan 3.7 maka bisa diketahui biaya operasional per jam yaitu :

$$\text{Biaya operasional} / \text{Jam} = 1872,8704 \text{ MMBTU} / \text{Jam} \times \$ 2,65 = \text{Rp.} 26.500$$

$$\text{Biaya operasional} = \text{Rp.} 49.631.066 / \text{Jam}$$

Biaya operasi penuh PLTMG 12 MW GI Teluk Lembu selama 24 jam dengan mensubstitusikan pada persamaan 3.8 adalah :

$$\text{Biaya operasional} / \text{Hari} = \text{Rp.} 49.631.066 / \text{Jam} \times 24 \text{ Jam}$$

$$\text{Biaya operasional} = \text{Rp.} 1.191.145.584$$

## 10. PLTD PT. SEWATAMA

Tabel 4.9 Data Pengoperasian PLTD PT. SEWATAMA

Daya (x)	Konsumsi Bahan Bakar (y)
802,593 KW	214,537 L
868,948 KW	230,627 L
901,365 KW	240,530 L

Sumber : PT. PLN Persero Sektor Pembangkitan Pekanbaru (2012)

Nilai-nilai pada tabel tersebut disubstitusikan pada persamaan 2.1 sehingga menjadi :

$$214,537 = + (802,593) + (802,593)^2$$

$$230,627 = + (868,948) + (868,948)^2$$

$$240,530 = + (901,365) + (901,365)^2$$

Persamaan tersebut menjadi :

$$214,537 = + (802,593) + (644155,52)$$

$$230,627 = + (868,948) + (755070,627)$$

$$240,530 = + (901,365) + (812458,86)$$

Kemudian persamaan 3 dikurang persamaan 2 dan persamaan 3 dikurang persamaan 1 menjadi :

$$25,993 = (98,772) + (168303,34)$$

$$9,903 = (32,417) + (57388,233)$$

Sehingga :

$$-4,181 = (-6558,606)$$

$$= 0,000637$$

Untuk mencari nilai konstanta  $\beta$ , substitusikan nilai  $\gamma$  ke dalam persamaan diatas :

$$25,993 = (98,772) + (168303,34)$$

$$= - 0, 822$$

Sedangkan untuk menentukan nilai konstanta  $\alpha$ , substitusikan nilai konstanta  $\beta$  dan  $\gamma$  ke dalam persamaan diatas, sehingga menjadi :

$$214,537 = + (802,593) + (644155,52)$$

$$214,537 = - 249,404$$

$$= 463,941$$

Setelah konstanta  $\alpha$ ,  $\beta$  dan  $\gamma$  didapat, lalu substitusikan konstanta tersebut pada persamaan 2.1 untuk menentukan pemakaian bahan bakar PLTD PT. SEWATAMA dengan daya mampu maksimum sebesar 30 MW.

$$H_i = 463,941 - 0, 822 (30) + 0,000637 (30^2)$$

$$H_i = 463,941 - 24,66 + 0,5733$$

$$H_i = 439,8543$$

$$\text{Biaya operasional} / \text{Jam} = 439,8543 / \text{Jam} \times \text{Rp.} 8.727,4$$

$$\text{Biaya operasional} = \text{Rp.} 3.838.784,4 / \text{Jam}$$

Biaya operasi penuh PLTD PT. SEWATAMA selama 24 jam dengan mensubstitusikan pada persamaan 3.8 adalah :

$$\text{Biaya operasional} / \text{Hari} = \text{Rp.} 3.838.784,4 / \text{Jam} \times 24 \text{ Jam}$$

$$\text{Biaya operasional} = \text{Rp.} 92.130.826$$

## 11. PLTD Sewa PT. BGP GI Teluk Lembu

Tabel 4.10 Data Pengoperasian PLTD Sewa PT. BGP GI Teluk Lembu

Daya (x)	Konsumsi Bahan Bakar (y)
16,879 KW	240,222 L
17,389 KW	255,817 L
18,424 KW	266,630 L

Sumber : PT. PLN Persero Sektor Pembangkitan Pekanbaru (2012)

Nilai-nilai pada tabel tersebut disubstitusikan pada persamaan 2.1 sehingga menjadi :

$$240,222 = \alpha + (16,879) + (16,879)^2$$

$$255,817 = \alpha + (17,389) + (17,389)^2$$

$$266,630 = \alpha + (18,424) + (18,424)^2$$

Persamaan tersebut menjadi :

$$240,222 = \alpha + (16,879) + (284,9)$$

$$255,817 = \alpha + (17,389) + (302,377)$$

$$266,630 = \alpha + (18,424) + (339,444)$$

Kemudian persamaan diatas menjadi :

$$26,408 = 1,545 + 54,544$$

$$10,813 = 1,035 + 37,067$$

Sehingga :

$$10,513 = 0,024$$

$$= 438,0417$$

Untuk mencari nilai konstanta  $\alpha$ , substitusikan nilai  $\beta$  ke dalam persamaan diatas

$$: 26,408 = 1,545 + 54,544$$

$$= -11,92$$

Sedangkan untuk menentukan nilai konstanta  $\alpha$ , substitusikan nilai konstanta  $\beta$  dan  $\gamma$  ke dalam persamaan diatas, sehingga menjadi :

$$\begin{aligned} 240,222 &= + (16,879) + (284,9) \\ 240,222 &= + 3997,697 \\ &= - 3757,475 \end{aligned}$$

Setelah konstanta  $\alpha$ ,  $\beta$  dan  $\gamma$  didapat, lalu substitusikan konstanta tersebut pada persamaan 2.1 untuk menentukan pemakaian bahan bakar PLTD Sewa PT. BGP GI Teluk Lembu dengan daya mampu maksimum sebesar 40 MW.

$$\begin{aligned} H_i &= - 3757,475 + 438,0417 (40 \text{ MW}) - 11,92 (40 \text{ MW})^2 \\ H_i &= 5307,807 \text{ L/ Jam} \end{aligned}$$

$$\text{Biaya operasional / Jam} = 5307,807 \text{ L/ Jam} \times \text{Rp.}8.727,4$$

$$\text{Biaya operasional} = \text{Rp. } 46.323.355 / \text{Jam}$$

Biaya operasi penuh PLTD PT. BGP GI Teluk Lembu dengan selama 24 jam dengan mensubstitusikan pada persamaan 3.8 adalah :

$$\text{Biaya operasional / Hari} = \text{Rp. } 46.323.355 / \text{Jam} \times 24 \text{ Jam}$$

$$\text{Biaya operasional} = \text{Rp. } 1.111.760.520$$

## 12. PLTD PT. BGP 2 GI Dumai

Tabel 4.11 Data Pengoperasian PLTD PT. BGP 2 GI Dumai

Daya (x)	Konsumsi Bahan Bakar (y)
802,593 KW	214,537 L
868,948 KW	230,627 L
901,365 KW	240,530 L

Sumber : PT. PLN Persero Sektor Pembangkitan Pekanbaru (2012)

Nilai-nilai pada tabel tersebut disubstitusikan pada persamaan 2.1 sehingga menjadi :

$$\begin{aligned} 214,537 &= + (802,593) + (802,593)^2 \\ 230,627 &= + (868,948) + (868,948)^2 \\ 240,530 &= + (901,365) + (901,365)^2 \end{aligned}$$

Persamaan tersebut menjadi :

$$214,537 = + (802,593) + (644155,52)$$

$$230,627 = + (868,948) + (755070,627)$$

$$240,530 = + (901,365) + (812458,86)$$

Kemudian persamaan 3 dikurang persamaan 2 dan persamaan 3 dikurang persamaan 1 menjadi :

$$25,993 = (98,772) + (168303,34)$$

$$9,903 = (32,417) + (57388,233)$$

Sehingga :

$$-4,181 = (-6558,606)$$

$$= 0,000637$$

Untuk mencari nilai konstanta  $\beta$ , substitusikan nilai  $\gamma$  ke dalam persamaan diatas :

$$25,993 = (98,772) + (168303,34)$$

$$= - 0,822$$

Sedangkan untuk menentukan nilai konstanta  $\alpha$ , substitusikan nilai konstanta  $\beta$  dan  $\gamma$  ke dalam persamaan diatas, sehingga menjadi :

$$214,537 = + (802,593) + (644155,52)$$

$$214,537 = - 249,404$$

$$= 463,941$$

Setelah konstanta  $\alpha$ ,  $\beta$  dan  $\gamma$  didapat, lalu substitusikan konstanta tersebut pada persamaan 2.1 untuk menentukan pemakaian bahan bakar PLTD PT. BGP 2 GI Dumai dengan daya mampu maksimum sebesar 24 MW.

$$H_i = 463,941 - 0,822 (24) + 0,000637 (24^2)$$

$$H_i = 463,941 - 19,728 + 0,366912$$

$$H_i = 444,57991$$

$$\text{Biaya operasional / Jam} = 444,57991 / \text{Jam} \times \text{Rp.} 8.727,4$$

$$\text{Biaya operasional} = \text{Rp.} 3.880.026,7 / \text{Jam}$$

Biaya operasi penuh PLTD PT. BGP 2 GI Dumai dengan selama 24 jam dengan mensubstitusikan pada persamaan 3.8 adalah :

$$\text{Biaya operasional / Hari} = \text{Rp.} 3.880.026,7 / \text{Jam} \times 24 \text{ Jam}$$

$$\text{Biaya operasional} = \text{Rp.} 93.120.641$$

### 13. PLTD Sewa PT. PPP DI GI Dumai

Tabel 4.12 Data Pengoperasian PLTD Sewa PT. PPP DI GI Dumai

Daya (x)	Konsumsi Bahan Bakar (y)
16,426 KW	239,834 L
17,657 KW	245,790 L
19,210 KW	254,7 L

Sumber : PT. PLN Persero Sektor Pembangkitan Pekanbaru (2012)

Nilai-nilai pada tabel tersebut disubstitusikan pada persamaan 2.1 sehingga menjadi :

$$239,834 = \alpha + (16,426) + (16,426)^2$$

$$245,790 = \alpha + (17,657) + (17,657)^2$$

$$254,7 = \alpha + (19,210) + (19,210)^2$$

Persamaan tersebut menjadi :

$$239,834 = \alpha + (16,426) + (269,813)$$

$$245,790 = \alpha + (17,657) + (311,769)$$

$$254,7 = \alpha + (19,210) + (369,024)$$

Kemudian persamaan diatas menjadi :

$$14,866 = 2,784 + 99,211$$

$$8,8 = 1,553 - 57,255$$

Sehingga :

$$-0,886 = - 3,275$$

$$= 0,2705$$

Untuk mencari nilai konstanta  $\beta$ , substitusikan nilai  $y$  ke dalam persamaan diatas

$$14,866 = 2,784 + 99,211$$

$$= -4,3$$

Sedangkan untuk menentukan nilai konstanta  $\alpha$ , substitusikan nilai konstanta  $\beta$

dan  $y$  ke dalam persamaan diatas, sehingga menjadi :

$$239,834 = \alpha + (16,426) + (269,813)$$

$$= 237,4818$$

Setelah konstanta  $\alpha$ ,  $\beta$  dan  $\gamma$  didapat, lalu substitusikan konstanta tersebut pada persamaan 2.1 untuk menentukan pemakaian bahan bakar PLTD Sewa PT. PPP DI GI Dumai dengan daya mampu maksimum sebesar 8 MW.

$$H_i = 237,4818 - 4,3 (8 \text{ MW}) + 0,2705 (8 \text{ MW})^2$$

$$H_i = 351,9318 \text{ L / Jam}$$

$$\text{Biaya operasional / Jam} = 351,9318 \text{ / Jam} \times \text{Rp.}8.727,4$$

$$\text{Biaya operasional} = \text{Rp. } 3.071.449,6 / \text{Jam}$$

Biaya operasi penuh PLTD Sewa PT. PPP DI GI Dumai dengan selama 24 jam dengan mensubstitusikan pada persamaan 3.8 adalah :

$$\text{Biaya operasional / Hari} = \text{Rp. } 3.071.449,6 / \text{Jam} \times 24 \text{ Jam}$$

$$\text{Biaya operasional} = \text{Rp. } 737.147.904$$

No	Unit Pembangkit	Biaya Operasi/Jam	Biaya Operasi / Hari
----	-----------------	-------------------	----------------------

1	PLTA Kota Panjang Unit 1	Rp.190.000	Rp. 4.560.000
2	PLTA Kota Panjang Unit 2	Rp.190.000	Rp. 4.560.000
3	PLTA Kota Panjang Unit 3	Rp.190.000	Rp. 4.560.000
4	PLTG Teluk Lembu Unit 1	Rp.1.040.201,5	Rp.24.964.836
5	PLTG Teluk Lembu Unit 2	Rp.1.607.281,6	Rp.38.574.758
6	PLTG Teluk Lembu Unit 3	Rp.63.684.248	Rp.1.528.421.952
7	PLTD Teluk Lembu	Rp.169.454,85	Rp.4.066.916,4
8	PLTG Balai Pungut Duri Unit 2	Rp.163.646.500	Rp.3.927.516.000
9	PLTG RIAU POWER	Rp.120.546.992	Rp.2.893.127.808
10	PLTG PT.PJB-PLTG Unit 1 Balai Pungut Duri	Rp.67.512.843	Rp.1.620.308.232
11	PLTMG 12 MW GI Teluk Lembu	Rp.49.631.066	Rp. 1.191.145.584
12	PLTD PT. SEWATAMA	Rp.3.433.825,0936	Rp.82.411.802,2462
13	PT. BGP 1 GI Teluk Lembu	Rp. 46.323.355	Rp. 1.111.760.520
14	PT.BGP 2 GI DUMAI	Rp. 3.880.026,7	Rp. 93.120.641
15	PLTD PT.PPP DI GI DUMAI	Rp.3.071.449,6	Rp.737.147.904
	Jumlah	Rp. 525.117.243,3436	Rp. 12.266.246.953,6462

Tabel 4.13 Biaya Operasi Unit Pembangkit Listrik

Dari hasil penghitungan konstanta  $\alpha$ ,  $\beta$ , dan  $\gamma$  pada masing-masing unit pembangkit, maka dapat disimpulkan bahwa bahwa total biaya operasi per jam dari seluruh pembangkit adalah sebesar Rp. 525.117.243,3436, sedangkan total biaya operasi pembangkit selama 24 jam adalah Rp. 12.266.246.953,6462. Total biaya operasi tersebut merupakan kondisi unit-unit pembangkit dioperasikan tanpa penjadwalan, dimana semua unit pembangkit dianggap beroperasi tiap jamnya.

#### 4.2 Menentukan Nilai *Relatif Saving Cost* Pada Masing-Masing Unit Pembangkit Listrik



Langkah selanjutnya dalam menganalisa dan membuat penjadwalan unit pembangkit listrik di wilayah Riau dengan menggunakan metode *Modified Unit Decommitment* adalah menentukan nilai *relatif saving cost* dari masing-masing unit pembangkit listrik. Beban seluruh unit pembangkit ketika semua unit dalam keadaan hidup akan menghasilkan jumlah daya (*sistem spinning capacity*) sebesar 290,45 MW, berikut ini perhitungan *relatif saving cost* :

$$\text{Relatif Saving Cost} = \text{Sistem Spining Capacity} - \text{beban} / \text{Jam}$$

$$\text{Jam 1} : \text{relatif saving cost} = 290,45 \text{ MW} - 240.5 \text{ MW} = 49.95 \text{ MW}$$

$$\text{Jam 2} : \text{relatif saving cost} = 290,45 \text{ MW} - 241.3 \text{ MW} = 49.15 \text{ MW}$$

$$\text{Jam 3} : \text{relatif saving cost} = 290,45 \text{ MW} - 241.7 \text{ MW} = 48.75 \text{ MW}$$

$$\text{Jam 4} : \text{relatif saving cost} = 290,45 \text{ MW} - 242.2 \text{ MW} = 48.25 \text{ MW}$$

$$\text{Jam 5} : \text{relatif saving cost} = 290,45 \text{ MW} - 242.2 \text{ MW} = 48.25 \text{ MW}$$

$$\text{Jam 6} : \text{relatif saving cost} = 290,45 \text{ MW} - 242.2 \text{ MW} = 48.25 \text{ MW}$$

$$\text{Jam 7} : \text{relatif saving cost} = 290,45 \text{ MW} - 240.2 \text{ MW} = 50.25 \text{ MW}$$

$$\text{Jam 8} : \text{relatif saving cost} = 290,45 \text{ MW} - 240.1 \text{ MW} = 50.35 \text{ MW}$$

$$\text{Jam 9} : \text{relatif saving cost} = 290,45 \text{ MW} - 240.1 \text{ MW} = 50.35 \text{ MW}$$

$$\text{Jam 10} : \text{relatif saving cost} = 290,45 \text{ MW} - 239.5 \text{ MW} = 50.95 \text{ MW}$$

$$\text{Jam 11} : \text{relatif saving cost} = 290,45 \text{ MW} - 239.5 \text{ MW} = 50.95 \text{ MW}$$

$$\text{Jam 12} : \text{relatif saving cost} = 290,45 \text{ MW} - 239.5 \text{ MW} = 50.95 \text{ MW}$$

$$\text{Jam 13} : \text{relatif saving cost} = 290,45 \text{ MW} - 239.5 \text{ MW} = 50.95 \text{ MW}$$

$$\text{Jam 14} : \text{relatif saving cost} = 290,45 \text{ MW} - 239.3 \text{ MW} = 51.15 \text{ MW}$$

$$\text{Jam 15} : \text{relatif saving cost} = 290,45 \text{ MW} - 240.1 \text{ MW} = 50.35 \text{ MW}$$

$$\text{Jam 16} : \text{relatif saving cost} = 290,45 \text{ MW} - 250.5 \text{ MW} = 39.95 \text{ MW}$$

$$\text{Jam 17} : \text{relatif saving cost} = 290,45 \text{ MW} - 260.7 \text{ MW} = 29.75 \text{ MW}$$

$$\text{Jam 18} : \text{relatif saving cost} = 290,45 \text{ MW} - 280.4 \text{ MW} = 10.05 \text{ MW}$$

$$\text{Jam 19} : \text{relatif saving cost} = 290,45 \text{ MW} - 346.3 \text{ MW} = - 55,85 \text{ MW}$$

$$\text{Jam 20} : \text{relatif saving cost} = 290,45 \text{ MW} - 346.5 \text{ MW} = - 56,05 \text{ MW}$$

$$\text{Jam 21} : \text{relatif saving cost} = 290,45 \text{ MW} - 345.2 \text{ MW} = - 54,75 \text{ MW}$$

$$\text{Jam 22} : \text{relatif saving cost} = 290,45 \text{ MW} - 345.1 \text{ MW} = - 54,65 \text{ MW}$$

$$\text{Jam 23} : \text{relatif saving cost} = 290,45 \text{ MW} - 259.8 \text{ MW} = 30.65 \text{ MW}$$

Jam 24 : *relatif saving cost* = 290,45 MW - 255.6 MW = 34.85 MW

Dari data perhitungan yang dilakukan dapat dilihat bahwa pada jam 19.00 sampai dengan jam 22.00 terjadi beban puncak dan memiliki nilai *relatif saving cost* besar, sehingga beban *overload*, ini mengakibatkan seluruh pembangkit dalam kondisi ON dimisalkan (1). Nilai *relatif saving cost* ini digunakan sebagai acuan atau pembandingan dalam menentukan unit pembangkit yang akan di *shutdown*, unit pembangkit yang memiliki nilai *relatif saving cost* terbesar akan dipilih untuk di *shutdown* selama beberapa jangka waktu.

#### 4.3 Analisis Penjadwalan Operasi Unit-Unit Pembangkit Listrik Dengan Pendekatan *Modified Unit Decommitment*

Pembuatan penjadwalan operasi unit-unit pembangkit listrik berdasarkan algoritma *Modified Unit Decommitment*, dimana sistem diawali dengan semua unit pembangkit hidup di misalkan (1) sehingga sistem akan memiliki cadangan berputar yang berlebih. Kemudian beberapa unit akan di *shutdown* dimisalkan (0) berdasarkan nilai *relative saving cost* yang telah dihitung sebelumnya. Pada hasil penjadwalan dapat diketahui penghematan biaya tiap periode/jam dari setiap *shutdown* yang dilakukan pada unit pembangkit yang beroperasi.

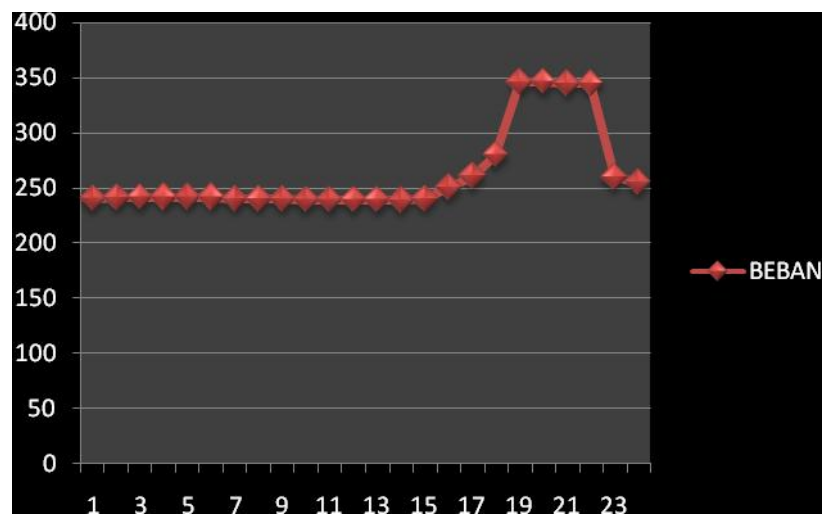
Pada tugas akhir ini, penulis membuat penjadwalan operasi unit-unit pembangkit listrik di Wilayah Riau menggunakan sample data pembebanan pembangkit berdasarkan pemakaian beban yang tercatat pada data PT. PLN yaitu tanggal 25 Desember 2012 mulai pukul 00.00-24.00 WIB.

Tabel 4.14 Tabel Beban Senin 25 Desember 2012

JAM	BEBAN
1	240.5
2	241.3
3	241.7
4	242.2
5	242.2
6	242.2
7	240.2
8	240.1
9	240.1

10	239.5
11	239.5
12	239.5
13	239.5
14	239.3
15	240.1
16	250.5
17	260.7
18	280.4
19	346.3
20	346.5
21	345.2
22	345.1
23	259.8
24	255.6

Sumber : PT. PLN Persero Sektor Pembangkitan Pekanbaru, 2012



Gambar 4.1 Kurva Beban Senin 25 Desember 2012

(Sumber : PT. PLN Persero Sektor Pembangkitan Pekanbaru, 2012)

Dalam pembuatan penjadwalan operasi unit-unit pembangkit, periode penjadwalan dimulai dari pukul 00.00-24.00. Pada penjadwalan ini pembangkit akan diberi notasi 1 yang berarti hidup (*ON*) dan notasi 0 yang berarti mati (*OFF*).

Pada awal penjadwalan sistem diawali dengan semua unit pembangkit listrik hidup (*ON*) tanpa melanggar *minimum up-time* dan *minimum down-time*.

Dengan hidupnya seluruh unit pembangkit akan menghasilkan jumlah daya (*system spinning capacity*) sebesar 290,45 MW sedangkan kebutuhan beban pada jam 01.00 sebesar 240,5 MW, sehingga sistem akan memiliki cadangan berputar (*excess spinning reserve*) sebesar 49,95 MW. Hal ini akan membuat sistem tidak ekonomis, untuk itu beberapa unit pembangkit harus di *shutdown* berdasarkan nilai *relatif saving cost* yang telah didapat Berikut ini hasil penjadwalan operasi unit-unit pembangkit listrik diwilayah Riau berdasarkan metode *Modified Unit Decommitment* :

Tabel 4.15 Penjadwalan Operasi Unit-Unit Pembangkit Listrik Diwilayah Riau tanggal 26 Desember 2013

Jam	Beban (MW)	Jadwal Operasi Unit															<i>Relatif Saving Cost (Mw)</i>
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
01.00	240,5	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	1	1	1	1	49.95 MW
02.00	241,3	1	1	1	1	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0	49.15 MW
03.00	241,7	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	1	1	1	0	1	48.75 MW
04.00	242,2	1	1	1	1	1	0	1	0	0	0	1	1	1	1	1	48.25 MW
05.00	242,2	1	1	1	1	1	1	1	0	1	0	1	0	1	0	1	48.25 MW
06.00	242,2	1	1	1	1	1	0	1	0	1	0	1	1	1	1	1	48.25 MW
07.00	240,2	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	1	0	1	1	1	50.25 MW
08.00	240,1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	0	1	0	1	1	1	50.35 MW
09.00	240,1	1	1	1	1	1	0	1	0	1	0	1	1	1	1	1	50.35 MW
10.00	239,5	1	1	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	0	1	1	50.95 MW
11.00	239,5	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	1	1	0	1	1	50.95 MW
12.00	239,5	1	1	1	1	1	0	1	0	1	0	1	1	1	1	1	50.95 MW
13.00	239,5	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	1	1	1	0	1	50.95 MW
14.00	239,3	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	1	1	1	1	0	51.15 MW
15.00	240,1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	0	0	1	1	1	0	50.35 MW
16.00	250,5	1	1	1	0	1	0	1	1	1	0	1	1	1	1	1	39.95 MW
17.00	260,7	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	29.75 MW

18.00	280,4	1 1 1 0 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1	10.05 MW
19.00	346,3	1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1	– 55,85 MW
20.00	346,5	1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1	– 56,05 MW
21.00	345,2	1 1 1 1 1 1 1 1 0 1 1 1 1 1 1	– 54,75 MW
22.00	345,1	1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 0 1	– 54,65 MW
23.00	259,8	1 1 1 1 1 1 1 0 1 1 1 1 0 1 1	30.65 MW
24.00	257,6	1 1 1 1 1 1 1 0 1 1 1 1 0 1 1	34.85 MW

Keterangan : 1 = *ON*, 0 = *OFF*

Dari hasil penjadwalan operasi unit pembangkit pada tabel 4.15 dapat diamati pada periode/jam 01.00, empat unit pembangkit di *shutdown* yaitu PLTG Balai Pungut Duri Unit 2, PLTG Riau Power, PLTG PT. PJB-PLTG Unit 1 Balai Pungut Duri, dan PLTMG 12 MW GI Teluk Lembu sehingga sistem memiliki cadangan berputar (*Excess Spining Reserve*) dan *Relatif Saving Cost* sebesar 49.95 MW.

Dari hasil penjadwalan operasi unit pembangkit pada tabel 4.15 dapat diamati pada periode/jam 02.00, enam unit pembangkit di *shutdown* yaitu PLTG Balai Pungut Duri Unit 1, PLTG Balai Pungut Duri Unit 2, PLTG Teluk Lembu Unit 3, dan PLTMG 12 MW GI Teluk Lembu sehingga sistem memiliki cadangan berputar (*Excess Spining Reserve*) dan *Relatif Saving Cost* sebesar 49.15 MW.

Dari hasil penjadwalan operasi unit pembangkit pada tabel 4.15 dapat diamati pada periode/jam 03.00, empat unit pembangkit di *shutdown* yaitu PLTG Balai Pungut Duri Unit 2, PLTG Riau Power, PLTG PT. PJB-PLTG Unit 1 Balai Pungut Duri, dan PT.BGP 2GI Dumai sehingga sistem memiliki cadangan berputar (*Excess Spining Reserve*) dan *Relatif Saving Cost* sebesar 48.75 MW.

Dari hasil penjadwalan operasi unit pembangkit pada tabel 4.15 dapat diamati pada periode/jam 04.00 sampai dengan jam 06.00 memiliki cadangan berputar (*Excess Spining Reserve*) dan *Relatif Saving Cost* sebesar 48.25 MW, sehingga pada jam ini terjadi *shutdown* bergilir agar pemeliharaan di setiap unit nya bisa tercapai

Dari hasil penjadwalan operasi unit pembangkit pada tabel 4.15 dapat diamati pada periode/jam 07.00, enam unit pembangkit di *shutdown* yaitu PLTG Balai Pungut Duri Unit 2, PLTG Riau Power, PLTG PT. PJB-PLTG Unit 1 Balai Pungut Duri, dan PLTD PT. Sewatama sehingga sistem memiliki cadangan berputar (*Excess Spining Reserve*) dan *Relatif Saving Cost* sebesar 50.25 MW.

Dari hasil penjadwalan operasi unit pembangkit pada tabel 4.15 dapat diamati pada periode/jam 08.00 sampai dengan jam 09.00 memiliki cadangan berputar (*Excess Spining Reserve*) dan *Relatif Saving Cost* sebesar 50.35 MW, sehingga pada jam ini terjadi *shutdown* bergilir agar pemeliharaan di setiap unit nya bisa tercapai.

Dari hasil penjadwalan operasi unit pembangkit pada tabel 4.15 dapat diamati pada periode/jam 10.00 sampai dengan jam 13.00 memiliki cadangan berputar (*Excess Spining Reserve*) dan *Relatif Saving Cost* sebesar 50.95 MW, sehingga pada jam ini terjadi *shutdown* bergilir agar pemeliharaan di setiap unit nya bisa tercapai.

Dari hasil penjadwalan operasi unit pembangkit pada tabel 4.15 dapat diamati pada periode/jam 14.00, enam unit pembangkit di *shutdown* yaitu PLTG Balai Pungut Duri Unit 2, PLTG Riau Power, PLTG PT. PJB-PLTG Unit 1 Balai Pungut Duri, dan PLTD PT. PPP DI GI Dumai sehingga sistem memiliki cadangan berputar (*Excess Spining Reserve*) dan *Relatif Saving Cost* sebesar 51.15 MW.

Dari hasil penjadwalan operasi unit pembangkit pada tabel 4.15 dapat diamati pada periode/jam 15.00, enam unit pembangkit di *shutdown* yaitu PLTG Balai Pungut Duri Unit 2, PLTG PT. PJB-PLTG Unit 1 Balai Pungut Duri, PLTMG 12 MW GI Teluk Lembu, dan PLTD PT. PPP DI GI Dumai sehingga sistem memiliki cadangan berputar (*Excess Spining Reserve*) dan *Relatif Saving Cost* sebesar 50.35 MW.

Dari hasil penjadwalan operasi unit pembangkit pada tabel 4.15 dapat diamati pada periode jam 16.00 terjadi peningkatan beban menjadi 250,5 MW, untuk menanggulangi beban tersebut PLTG Teluk Lembu Unit 1, PLTG Teluk Lembu Unit 3 dan PLTG PT. PJB-PLTG Unit 1 Balai Pungut Duri harus di *shutdown*. Pemilihan unit tersebut untuk di *shutdown* disebabkan karena jika

dipilih unit-unit pembangkit lainnya yang memiliki nilai *relatif saving cost* lebih besar dari PLTD Teluk Lembu maka akan terjadi kekurangan daya dalam memenuhi kebutuhan beban.

Pada periode/jam 17.00 beban terus meningkat menjadi 260,7 MW ini mengakibatkan seluruh unit harus hidup kecuali PLTG Teluk Lembu Unit 1 dan PT.BGP 2 GI Dumai untuk mencukupi beban yang terus meningkat

Pada periode/jam berikutnya yaitu 18.00 hanya PLTD Teluk Lembu 1 yang tetap mati sedangkan unit-unit pembangkit lainnya harus hidup untuk memenuhi kebutuhan beban sebesar 280,4 MW.

Pada periode/jam 19.00 sampai 22.00 terjadi kekurangan daya rata-rata sebesar 56 MW, hal ini disebabkan kebutuhan beban yang melonjak naik sebesar 346 MW sedangkan daya mampu maksimum dari seluruh pembangkit hanya sebesar 290.45 MW. Pada periode ini tidak terjadi penghematan biaya operasi, untuk mengatasi kekurangan daya ini diperoleh dari transfer energi dari sistem Sumatera bagian selatan tengah (Sumbagselteng) dan sistem Sumatera bagian utara (Sumbagut).

Pada periode/jam 23.00 sampai 24.00 kebutuhan beban kembali turun menjadi 257,6 MW sampai 259,8 MW, pada periode ini unit pembangkit yang di *shutdown* ialah PLTG Balai Pungut Duri Unit 2 dan PT.BGP 2 GI Dumai.

Untuk membuat penjadwalan operasi unit-unit pembangkit listrik di hari berikutnya dapat dilakukan dengan cara yang sama berdasarkan nilai *relatif saving cost* dari masing-masing unit pembangkit dan kebutuhan beban yang akan dipenuhi.

Dari tabel 4.15 juga bisa diamati bahwa pada setiap periode/jam akan terjadi penghematan biaya operasi karena beberapa unit pembangkit dimatikan. Dengan turunnya biaya operasi/jam maka akan menyebabkan total biaya operasi seluruh unit pembangkit selama 24 jam akan turun, Dari hasil analisis penjadwalan dapat disimpulkan bahwa metode *Modified Unit Decommitment* dapat digunakan dan memberi hasil penjadwalan yang efisien dan efektif dalam

menentukan penjadwalan operasi pembangkit listrik di wilayah Riau, sehingga penelitian ini dapat memberikan kontribusi kepada PT. PLN agar dipertimbangkan untuk digunakan dengan tujuan menghemat biaya operasi seluruh unit-unit pembangkit listrik di wilayah Riau.



## **BAB V**

### **PENUTUP**

#### **5.1 Kesimpulan**

Berdasarkan hasil dan analisis yang didapat dapat disimpulkan bahwa :

1. Dari hasil perhitungan *relatif saving cost* yang dilakukan dapat disimpulkan bahwa pada jam 19.00 sampai dengan jam 22.00 terjadi beban puncak dan memiliki nilai *relatif saving cost* besar berturut-turut : – 55,85 MW, – 56,05 MW, – 54,75 MW, – 54,65 MW, ini mengakibatkan seluruh pembangkit dalam kondisi ON, sehingga Nilai *relatif saving cost* ini digunakan menentukan unit pembangkit yang akan di *shutdown* berdasarkan biaya operasi yang telah di hitung dengan total biaya operasi perhari sebesar Rp. 12.266.246.953,6462.
2. Dari hasil analisis penjadwalan dapat disimpulkan bahwa metode *Modified Unit Decommitment* dapat digunakan dan memberi hasil penjadwalan yang efisien dan efektif dalam menentukan penjadwalan operasi pembangkit listrik di wilayah Riau, sehingga penelitian ini dapat memberikan kontribusi kepada PT. PLN agar dipertimbangkan untuk digunakan dengan tujuan menghemat biaya operasi seluruh unit-unit pembangkit listrik di wilayah Riau.

#### **5.2 Saran**

Dengan Metode *Modified Unit Decommitment* seharusnya masalah kelistrikan khususnya di wilayah Riau teratasi, dengan demikian penulis menyarankan perlu adanya pengelolaan yang baik dilakukan PT. PLN (Persero) Sektor Pembangkitan Pekanbaru terhadap pembagian penjadwalan agar kebutuhan masyarakat tercukupi.

## DAFTAR PUSTAKA

- A.J. Wood, B.F. Wollenberg, "*Power Generation, Operation and Control*", John Wiley & Sons, New York, 1984.
- A. J. Wood, B. F. Wollenberg, "*Power Generation Operation, and Control*", Second edition, New York: John Wiley & Sons, 1996.
- Andriawan, Aris H, "*Penggunaan Metode Modified Unit Decommitment (MUD) Untuk Penjadwalan Unit-Unit Pembangkit Pada Sistem Kelistrikan Jawa Bali*" Laporan Tesis Jurusan Teknik Elektro ITS, Surabaya, 2009
- Chao-an Li, et al, "A Robust Unit Commitment Algorithm For Hydro-Thermal Optimization", *IEEE Transaction on Power System*, Pacific Gas and Electric Company, San Francisco, 1997
- Claudia, Greif, "Short-Term Scheduling Of Electric Power Systems Under Minimum Load Condition", *IEEE Transaction on Power System*, Vol. 14, No. 1, February 1999
- Djiteng, Marsudi, "*Operasi System Tenaga Listrik*", Balai Penerbit & Humas ISTN, Jakarta, 1990.
- Grainger, J J and Stevenson, W D. Jr. "*Power System Analysis*", Tata McGraw Hill.inc, New Delhi, 1994
- Mukhtar, Alief Rakhman, "*Penjadwalan Pembangkit Hidro-Termal Menggunakan Metode Dynamic Programming*", Laporan Tugas Akhir Jurusan Teknik Elektro Universitas Diponegoro, 2010
- Park, Joon-Hyung, et al, "*Modified Dynamic Programming Based Unit Commitment Technique*", 1999
- PT. PLN Persero Sektor Pembangkitan Pekanbaru, 2012
- Tseng, Chung-Li, et al, "A Unit Decommitment Method in Power System Scheduling", *Electrical Power and Energy Systems*, Vol 19, no. 6, pp. 357-365, 1997
- Tseng, Chung-Li, et al, "*Solving the Unit Commitment Problem by a Unit Decommitment Method*", *Journal of optimization theory and applications*: vol. 105, no. 3, pp. 707-730, june 2000
- Tuegeh, Maickel, dkk, "*Modified Improved Particle Swarm Optimization For Optimal Generator Scheduling*", Seminar Nasional Aplikasi Teknologi Informasi Yogyakarta, 2009

Widodo, Gatot, “*Pengaturan Kapasitas Pembangkit Termal Saat Terjadi Gangguan Beban Minimum Menggunakan Metode Unit Commitment*”, JURNAL TEKNIKA, Fakultas Teknik UNESA, Vol. 7, No. 1, Februari 2006

Wijaya, Mochtar.”*Dasar Mesin Listrik, Djambatan*”. Graha Ilmu, 2001.

Zuhal, “*Dasar Tenaga Listrik Dan Elektronika Daya*”. PT Garamedia Pustaka Utama. 1998.